



COMITE SYNDICAL

DOSSIER N°2 ANNEXE CONTROLE DE LA CONCESSION

Année 2024 Contrôle de la concession

Jeudi 26 février 2026 – 18H00
Salle des délibérations du Sy.MEG



Syndicat Mixte d'électricité de la Guadeloupe – Sy.MEG

Appréciation du renouvellement par examen d'un échantillon de chantiers PDV Exercice 2024

Janvier 2026 — Version 1

www.aeconseil.fr

18, rue de la Pépinière – 75008 PARIS

+33(0)1 44 70 78 10

contact@aecenergie.fr

Table des Matières

INTRODUCTION	3
1. PRESENTATION METHODOLOGIQUE DES OPERATIONS DE PDV	4
1.1 LE PROGRAMME DE PROLONGATION DE DUREE DE VIE (PDV)	4
1.2 RETOUR D'EXPERIENCE.....	5
1.3 METHODOLOGIE DETAILLEE	7
1.3.1. Enjeux patrimoniaux et qualité de fourniture.....	7
1.3.2. Ce que recouvre la PDV	8
1.3.3. Critères d'éligibilité des opérations de PDV	9
1.3.4. Processus décisionnel & opérationnel.....	9
1.3.5. Traduction patrimoniale et comptable.....	10
1.3.6. Points de vigilance.....	11
2. BILAN DES OPERATIONS DE PDV SUR LA CONCESSION DU SY.MEG	12
2.1 AMBITIONS D'EDF-SEI EN GUADELOUPE	12
2.2 RESULTATS OBSERVES A FIN 2024	14
2.3 ANALYSE GLOBALE DES COUTS UNITAIRES DES TRAVAUX DE PDV	15
3. ANALYSE DETAILLEE DE L'ÉCHANTILLON DES 4 AFFAIRES PDV	16
3.1 METHODE D'ANALYSE	16
3.1.1. Objectifs.....	16
3.1.2. Choix des affaires.....	16
3.1.3. Documents demandés à Enedis	16
3.2 ANALYSE DETAILLEE DE L'ÉCHANTILLON DE 4 AFFAIRES	21
3.2.1. Affaire D745/015116 – Moule – “CAILLEBOTTE / DEMOISELLE”	22
3.2.2. Affaire D745/015119 – Capesterre-Belle-Eau – “GRAND ÉTANG” (départ 3Rivières)	24
3.2.3. D745/016895 – PDV Départ CAMPECHE (Commune : Anse-Bertrand)	26
3.2.4. Affaire D745/016896 – Saint-Louis – “RIBOURGEON / MAYOLETTE”	29
SYNTHESE ET CONCLUSIONS	31

Introduction

Dans le cadre du contrôle de concession de la distribution publique d'électricité sur le territoire du Sy.MEG, il est apparu pertinent de consacrer un volet spécifique aux investissements visant la fiabilisation et le renouvellement des ouvrages, et notamment du réseau HTA aérien, compte tenu de l'exposition de ce patrimoine aux aléas climatiques et du rôle structurant de la HTA sur la continuité d'alimentation.

L'analyse devait initialement porter sur un échantillon de chantiers de renouvellement relevant du PPI, sous maîtrise d'ouvrage EDF-SEI, avec un objectif double : vérifier la conformité des investissements aux finalités du programme et apprécier la cohérence des mises en service / retraits dans les inventaires ainsi que les modalités d'immobilisation. Toutefois, en amont de l'audit sur site et au moment de la sélection d'un échantillon d'affaires, EDF SEI a indiqué qu'aucun chantier PPI n'était achevé à date, rendant le contrôle sur pièces insuffisamment robuste (absence de mise en service, absence de liquidation comptable et impossibilité d'apprécier la complétude des mises à jour patrimoniales).

En contrepartie, EDF SEI a proposé d'orienter l'analyse vers des opérations de Prolongation de Durée de Vie (PDV) sur le réseau HTA aérien, opérations effectivement engagées et immobilisées, permettant une analyse aboutie du triptyque technique – décisionnel – comptable. Cette réorientation a été acceptée, dans la mesure où la PDV constitue, par construction, un levier de fiabilisation patrimoniale significatif par du renouvellement même partiel d'ouvrage et où EDF SEI formalise une démarche dédiée (règles d'éligibilité, diagnostic technique des ouvrages, processus travaux, traçabilité comptable, impacts patrimoniaux, etc.).

Le présent rapport vise donc à :

- Décrire la démarche de PDV (principes, critères d'éligibilité, enchaînement des étapes, conséquences patrimoniales et comptables) telle qu'elle est structurée par EDF SEI sur la concession du Sy.MEG, en s'appuyant notamment sur les supports présentés par EDF-SEI lors de l'audit sur site et en mobilisant, à titre de référentiel méthodologique, les retours d'expérience et la doctrine observés sur des concessions Enedis dans l'hexagone, dont les logiques sont proches ;
- Présenter les résultats observés à fin 2024 sur la concession (linéaires HTA aériens traités en PDV, montants immobilisés, localisation des chantiers, coûts unitaires, mise en perspective avec les ambitions annoncées) ;
- Analyser en détail un échantillon d'affaires PDV, en confrontant : d'une part le contexte de décision (enjeux de qualité/fiabilité) et la conformité aux critères d'éligibilité, d'autre part la nature des travaux et les éléments de traçabilité technique (dont diagnostics) et enfin les traductions patrimoniales et comptables.

Le présent rapport s'appuie notamment sur :

- les supports présentés par EDF-SEI dans le cadre de l'audit, incluant règles, ambitions et processus PDV
- l'inventaire comptable à fin 2024 permettant une approche exhaustive des immobilisations PDV ;
- des éléments de "référentiel" issus des programmes PDV / RP Enedis (présentation méthodologique et retours d'expérience), mobilisés ici pour expliciter les concepts, les points de vigilance et les bonnes pratiques d'audit ;
- Les éléments demandés dans le cadre de l'analyse détaillée de l'échantillon d'affaires de PDV (diagnostic technique, plans, REX incidentologie, détail des dépenses, écritures comptables associées, etc.).

1. Présentation méthodologique des opérations de PDV

1.1 Le programme de Prolongation de Durée de Vie (PDV)

Le programme « Prolongation de Durée de Vie » (PDV), pratique relativement récente du concessionnaire, est une approche plus ciblée que le renouvellement en totalité de portions aériennes de réseau HTA et plus lourde qu'un programme habituel de maintenance. En effet, la PDV consiste en un renouvellement partiel de portions de réseaux identifiées comme nécessaire, incluant notamment une partie ou l'ensemble des accessoires (c'est-à-dire attaches, supports, armements, isolateurs, ponts, etc.).

La PDV est ainsi utilisée en alternative au renouvellement par enfouissement :

- En complément des travaux Plan Aléas Climatiques (PAC) afin de garantir une bonne qualité globale de ces départs ;
- Sur les départs hors travaux PAC, pour améliorer la qualité (critère B ou résorption des écarts vis-à-vis du Décret Qualité), notamment sur les tronçons fortement sujets à des défaillances matérielles sur des accessoires aériens.

Il s'agit d'une démarche complète basée sur :

- Des agents spécialisés (diagnostic, réalisation des chantiers, reporting, mises en immobilisation) ;
- Des outils adaptés (guide de diagnostic des ouvrages, Tablette « PDV » pour standardiser la saisie des données tout au long du processus) ;
- Un corps de doctrine établi par Enedis mais décliné par EDF-SEI conjointement entre DT (Direction Technique), DF (Direction Financière) et les régions (politique HTA, Guide de la PDV, guide et mode opératoire des mises en immobilisation, marchés de travaux spécifiques).

Le renouvellement des accessoires aériens les plus vétustes a toujours été un levier d'action du concessionnaire. Cependant, ces opérations de maintenance étaient généralement enregistrées en dépenses d'exploitation (OPEX) et, *a contrario* de la PDV, n'apportaient donc pas de modification des bases patrimoniales techniques et comptables.

Certaines opérations de renouvellement des accessoires de plus grande ampleur étaient passées en dépenses de capital (CAPEX) sous l'appellation « Maintenance lourde ». Cependant, elles n'étaient pas associées à des modifications de durée de vie théorique de l'ouvrage ni à des conséquences comptables.

En résumé, la PDV est ainsi utilisée en alternative ou en complément au renouvellement par enfouissement des travaux de sécurisation aux aléas climatiques afin de garantir une bonne qualité globale sur les départs HTA aériens. Cet engagement de qualité a été défini par EDF-SEI, comme par Enedis, à 15 ans de maintien opérationnel sur les tronçons traités et est considéré comme acté dans les pratiques comptables. En effet, les coûts relatifs aux chantiers PDV sont comptabilisés par le distributeur en CAPEX et sont amortis comptablement sur 15 années, avec en outre un prolongement de 15 ans de durée de vie de l'ouvrage à partir de la date des travaux.

La PDV constitue ainsi un investissement CAPEX « Qualité » considéré comme un intermédiaire entre le renouvellement total d'un tronçon aérien HTA pérenne et de simples actions de maintenance préventive sur OPEX. Cette politique industrielle est présentée par le concessionnaire comme étant la démarche optimale d'un point de vue technico-économique

1.2 Retour d'expérience

Le programme de PDV ayant débuté récemment en Guadeloupe (2023), les éléments permettant un retour d'expérience restent pour l'instant limité à l'échelle de la concession.

En revanche, il est présenté ici le REX d'Enedis, les opérations de PDV ayant début au début des années 2010.

Ainsi, le présent rapport cherche à questionner les gains espérés suite aux opérations de Prolongation de Durée de Vie, afin de s'assurer que ces opérations ne sont pas une « capexisation » de dépenses d'exploitation permettant non seulement de mobiliser des moyens internes d'exploitation (répondant par ailleurs à l'objectif de maîtrise des charges d'exploitation prévu dans le modèle tarifaire délibéré par la CRE) mais aussi de prolonger la durée de vie comptable des ouvrages et de remonter partiellement les provisions pour renouvellement associées, comme cela sera mis en exergue par la suite.

L'enjeu principal est l'accès aux données permettant ces vérifications, qui a fait l'objet de demandes spécifiques. Des informations générales peuvent être fournies comme pour l'exemple ci-après : le graphique fourni par Enedis lors de l'initialisation des démarches PDV au niveau hexagonal illustre que théoriquement la PDV **contribuerait à la diminution d'environ 15% du nombre d'incidents**.

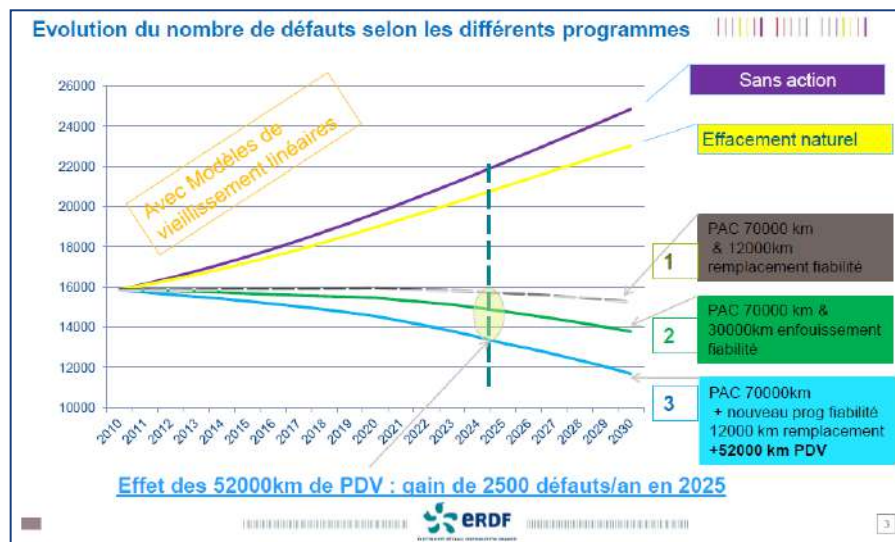


Figure 1 : Évolution du nombre de défauts selon les différents programmes (source : Enedis)

Un deuxième graphique fourni par Enedis lors d'une présentation concernant la PDV et son évolution vers la RP a montré un retour d'expérience positif des opérations de PDV :

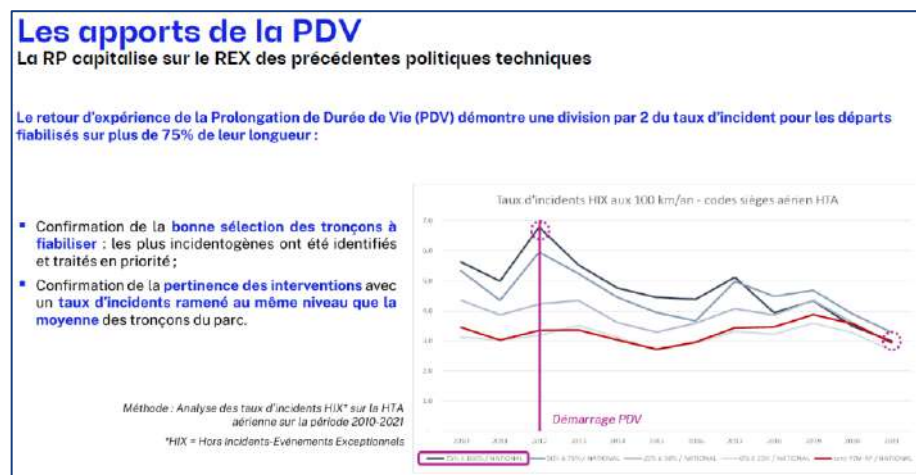


Figure 2 : Les apports de la PDV (source : Enedis)

Cette question d'optimisation de réseaux HTA aériens est liée à la question de la gestion patrimoniale et des niveaux de renouvellement nécessaires de ces ouvrages selon le vieillissement des réseaux, variables selon les conditions environnantes et la qualité de construction. En particulier, l'usure des réseaux est accélérée en milieu boisé ou en exposition forte au vent. Ainsi, les cibles de réseaux PDV ne peuvent être universelles et les visites terrains permettant le diagnostic sont cruciales pour permettre d'agir sur les réseaux les plus pertinents pour ce type d'opération. Les règles et pratiques mises en œuvre par Enedis doivent garantir ce ciblage, ce qui sera illustré par la suite.

Ces observations génériques et théoriques nécessitent pourtant une démonstration claire. En synthèse, le retour d'expérience attendu doit permettre de valider ces pratiques ; à défaut, le risque porté sur le service public et les usagers est très conséquent, avec des investissements inefficaces mais tout de même supportés par le TURPE (via la couverture des charges de capital) et une remontée de provisions pour renouvellement initialement payées par les usagers pour anticiper des renouvellements complets.

1.3 Méthodologie détaillée

1.3.1. Enjeux patrimoniaux et qualité de fourniture

Les réseaux HTA aériens concentrent structurellement une partie des risques de discontinuité d'alimentation : ils sont exposés aux aléas météo (vents, chutes d'arbres, corrosion), aux agressions externes et à l'usure des composants (armements, isolateurs, attaches, ponts, etc.). Lorsque ces réseaux vieillissent, les incidents matériels et la complexité d'exploitation peuvent augmenter, avec des impacts potentiels sur les indicateurs de continuité (critère B notamment) et donc sur la perception de la qualité de service.

Dans ce contexte, les gestionnaires de réseaux ont progressivement structuré des politiques intermédiaires entre :

- le renouvellement complet (souvent coûteux, parfois conditionné à des arbitrages d'enfouissement/souterrain, et nécessitant des fenêtres de réalisation longues),
- et la maintenance courante (efficace mais parfois insuffisante pour remettre à niveau des tronçons entiers).

	Entretien	PDV	Remplacement total en aérien	Enfouissement
				€/m
Nature travaux	Remplacement de : Armements, poteaux, attaches, conducteurs ...			Travaux sur les postes y/c dans le cadre PDV
Solution technique	Entretien	Remplacement partiel = PDV	Remplacement total	
Dépenses	< 5 €/m	> 5 €/m	> 5 €/m	
Ratio s/coût reconstruction ligne		< 70 %	>= 70 %	
OPEX/CAPEX	OPEX	CAPEX	CAPEX	Règle habituelle
Traitement comptable	Entretien	Renouvellement partiel	Renouvellement	
Immobilisation		Existante	Neuve	Selon travaux

Figure 3 : Définition des opérations selon les coûts prévisionnels d'investissement (source : Enedis)

La PDV s'inscrit précisément dans ce "milieu de spectre" : elle vise un renouvellement ciblé des composants les plus contributifs au risque (et/ou au non-respect des guides d'expertise), afin d'obtenir un gain durable de fiabilité sur des tronçons identifiés comme pérennes et structurants.

Sur le périmètre Enedis, ce positionnement est explicité comme un investissement CAPEX "Qualité", intermédiaire entre le renouvellement total et les actions de maintenance préventive sur OPEX.

EDF SEI formule une logique très proche : la PDV consiste à remettre à niveau des portions de réseau HTA aérien non fiables, de plus de 25 ans, présentant une concentration de points faibles, en modifiant/remplaçant les éléments ne garantissant pas un comportement satisfaisant sur une période d'au moins 15 ans.

Dès lors que la PDV a vocation à produire un effet durable, elle s'accompagne logiquement de critères d'éligibilité objectifs, d'une démarche de diagnostic standardisée, et d'une traduction patrimoniale et comptable cohérente. C'est l'assemblage de ces trois dimensions qui permet de distinguer une PDV d'une maintenance lourde ponctuelle.

1.3.2. Ce que recouvre la PDV

D'un point de vue technique, la PDV correspond à des opérations de renouvellement partiel portant notamment sur :

- les accessoires de lignes (attaches, isolateurs, ponts, bretelles, etc.) ;
- les armements et pièces associées ;
- certains supports (ou éléments de supports) lorsque la fragilité / la corrosion / les efforts mécaniques le justifient ;
- plus largement, tout composant identifié par diagnostic comme "à traiter" pour garantir un comportement satisfaisant sur l'horizon programmatique (15 ans).

EDF SEI précise que l'opération cible des ouvrages HTA aériens pérennes et qu'elle n'est mise en œuvre que lorsqu'elle est techniquement pertinente et présente un coût actualisé inférieur à 70% du coût d'une solution de remplacement à l'identique par ouvrage neuf.

Cette définition, volontairement large, rend critique la capacité à prouver :

- l'existence d'un diagnostic technique en amont des travaux (vérification de l'éligibilité des travaux) ;
- le lien direct entre diagnostic et travaux réalisés ;
- la traçabilité des éléments remplacés ;
- et la cohérence de l'immobilisation (CAPEX) avec la réalité des actes techniques afin notamment d'éviter le risque de "capexisation" d'opérations relevant de la maintenance.

Même si EDF SEI parle ici de PDV, il est utile de rappeler l'évolution observée en métropole : Enedis a fait évoluer la PDV vers la Rénovation Programmée (RP), présentée comme une remise à niveau plus exigeante, avec :

- une durée de maintien opérationnel / allongement cible plus longue (25 ans pour la RP au lieu de 15 ans pour la PDV) ;
- un diagnostic approfondi et une standardisation renforcée (notamment via drones/IA) ;
- un périmètre de travaux élargi, incluant davantage de "zones de fragilité" et de normalisation (traitement d'atypismes).

Ce que l'on en retient pour la Guadeloupe : même si EDF SEI ne déploie pas formellement la RP sur le périmètre étudié, ce retour d'expérience :

- clarifie la logique d'engagement de durée (15 ans),
- éclaire les exigences de diagnostic/traçabilité attendues pour qu'un programme de prolongation de vie soit robuste,

- fournit des points de contrôle concrets (dossier technique, cohérence des coûts, impacts patrimoniaux).

1.3.3. Critères d'éligibilité des opérations de PDV

EDF SEI indique cibler des portions HTA aériennes de plus de 25 ans, non fiables sur la base d'une étude sur l'historique des incidents recensés sur les départs concernés, avec une concentration de points faibles (risques, expositions), uniquement sur des antennes de départs HTA et pose une condition de pertinence technico-économique vis-à-vis du remplacement neuf.

Dans le programme PDV, les critères usuels incluent généralement :

- Âge : tronçon > 25 ans ;
- Seuil de densité / coût plancher : coût unitaire > 5 €/m (afin d'écarter des actions trop légères qui relèveraient plutôt d'OPEX) ;
- Seuil plafond : coût total < 70% du coût de remplacement à neuf (pour conserver le caractère "intermédiaire" de la PDV et éviter de financer presque un renouvellement complet sous une autre étiquette).

Les critères d'éligibilité sont nécessaires mais pas suffisants : deux tronçons peuvent être "éligibles" au sens âge/coût, tout en présentant des niveaux de bénéfice très différents. D'où l'importance d'une priorisation structurée et d'un diagnostic.

1.3.4. Processus décisionnel & opérationnel

EDF SEI formalise un processus PDV en plusieurs étapes, présenté lors de l'audit sur site, qui articule décision technique, exécution des travaux et boucle patrimoniale :

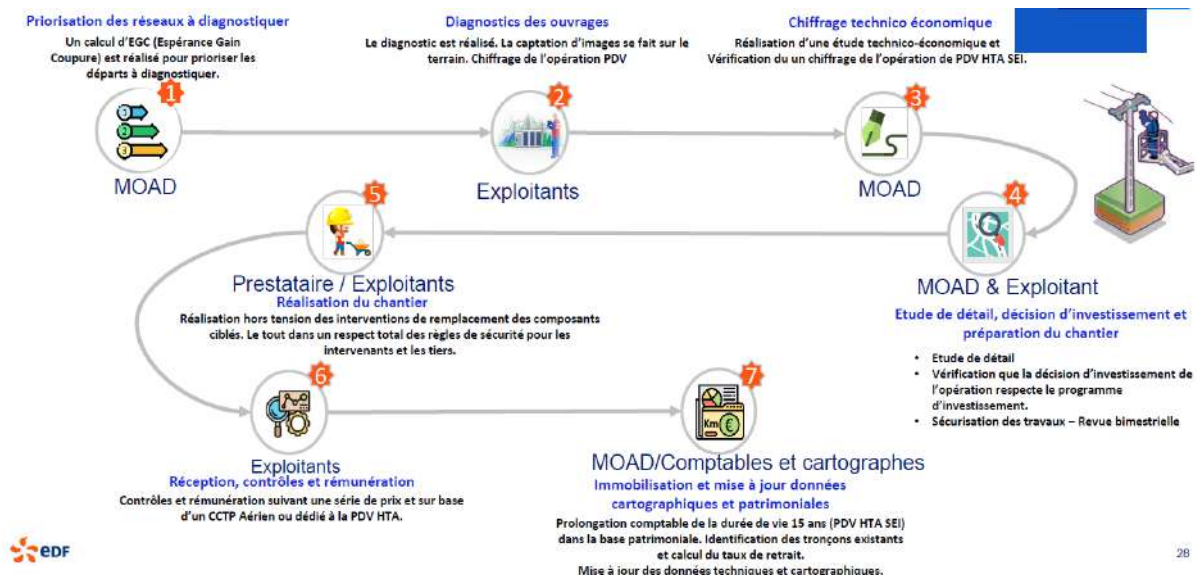


Figure 4 : Processus de traitement décisionnel et comptable de la PDV (source : EDF-SEI)

Un point clé est la priorisation des départs à diagnostiquer via un calcul d'EGC (Espérance Gain Coupure), afin d'orienter l'effort vers les zones où le gain de fiabilité attendu est le plus élevé.

La robustesse du programme tient notamment sur la capacité du concessionnaire à réaliser :

- le diagnostic technique initial (liste des points faibles / non-conformités),
- la traduction en actes (CCTP / séries de prix / quantités),
- les contrôles et la réception,
- et la mise à jour patrimoniale (base technique + base comptable).

1.3.5. Traduction patrimoniale et comptable

EDF SEI indique une prolongation comptable de la durée de vie de 15 ans dans la base comptable patrimoniale, ainsi qu'une identification des tronçons existants sur le SIG et un calcul du taux de retrait, avant mise à jour des données techniques et cartographiques.

En résumé, s'agissant du traitement comptable des immobilisations mises en service dans le cadre des affaires de PDV :

- les coûts PDV sont enregistrés en CAPEX et amortis sur 15 ans,
- et la durée de vie résiduelle de l'ouvrage traité est allongée de 15 ans à compter des travaux.

Un sujet particulièrement sensible est le taux de retrait : la PDV ne remplace pas nécessairement une ligne entière, mais des composants dont la "valeur" doit être partiellement retirée de l'actif initial. EDF-SEI, comme Enedis, formalise une méthode consistant à convertir les composants remplacés en "composants élémentaires", pondérés par leur poids relatif dans le coût d'un km théorique, puis à sommer ces poids pour obtenir un taux de retrait appliqué aux immobilisations.

Ce taux de retrait traduit donc la proportion de l'ouvrage existant considérée comme "renouvelée" (au sens comptable) du fait du remplacement d'un ensemble de composants. Autrement dit, le taux de retrait est le résultat opérationnel du diagnostic technique : il matérialise, en une valeur unique, la part de l'actif initial qui doit être sortie des comptes (ou retraitée) car les composants correspondants ne sont plus en service.

Une fois le taux de retrait calculé, le traitement comptable vise à traduire la sortie partielle d'actifs, dont la valeur est calculée via le taux de retrait, des composants déposés. Cela se matérialise notamment par :

- le retrait de valeur brute des accessoires/composants déposés (taux de retrait x valeur brute des actifs traités) ;
- le traitement de la filiation des passifs et des financements associés aux actifs retirés (par exemple la part de PR / amortissements de financement concédant rattachée aux composants sortis), afin de réaffecter correctement les passifs de concession vers l'ouvrage renouvelé partiellement.

1.3.6. Points de vigilance

Les rapports de contrôle de concessions sur la PDV/RP soulignent régulièrement plusieurs zones de risque utiles pour guider un audit :

- Qualité des diagnostics : exhaustivité des points relevés, cohérence de la classification, présence de preuves, capacité à relier le diagnostic au réalisé ;
- Périmètres et unités : divergences possibles entre base technique (tronçons SIG) et base comptable (regroupements par commune/millésime) ;
- Structure de coûts : présence de coûts “indirects techniques” (préparation, groupes électrogènes, TST, etc.) pouvant significativement augmenter les coûts ;
- Reprise de provision pour renouvellement au résultat du concessionnaire en cas de mécanisme d'écrêtement et/ou par l'allongement de la durée de vie comptable de certains tronçons traités.
- Mesure des bénéfices de la PDV : difficulté à attribuer une baisse d'incidents à court terme ; nécessité de suivre l'incidentologie sur plusieurs années et de distinguer les causes d'incidents de type « usure naturelle » des causes exogènes (climatiques par exemple).

Ce cadre général posé, la suite du rapport applique ces principes méthodologiques au cas de la concession du Sy.MEG, en décrivant d'abord le bilan de la PDV à fin 2024 à la maille de la concession, puis au travers de l'analyse détaillée d'un échantillon de 4 affaires de PDV.

2. Bilan des opérations de PDV sur la concession du Sy.MEG

2.1 Ambitions d'EDF-SEI en Guadeloupe

EDF SEI a rappelé lors de l'audit sur site que la PDV consiste à remettre à niveau des portions HTA aériennes non fiables de plus de 25 ans, présentant une concentration importante de points faibles, en remplaçant certains éléments (isolateurs, supports, attaches, etc.) ne pouvant donner satisfaction pendant au moins 15 ans, et uniquement lorsque l'option est pertinente et économiquement préférable au renouvellement complet de l'ouvrage HTA aérien nu (opérations de PDV de doivent concerner que les tronçons HTA aériens nus >25 ans, seuil plancher à 5 €/m, plafond à 70% du coût de remplacement).

EDF SEI a présenté lors de l'audit sur site des éléments de cadrage permettant de situer l'ambition à l'échelle du parc HTA aérien de la concession du Sy.MEG. Sur la base d'une projection du réseau à la "cible 20 ans", EDF indique qu'il resterait 509 km de réseau aérien pérenne. Sur ce socle, 60% seraient éligibles à la PDV au seul critère d'âge (>25 ans), soit 304 km.

Toutefois, EDF SEI a précisé que ce gisement "éligible" au sens de l'âge ne se traduit pas mécaniquement en gisement de travaux : après prise en compte des considérations technico-économiques (pertinence vs renouvellement complet, et conditions locales d'intervention, cf. rappels méthodologiques des travaux éligibles à la PDV *supra*), le périmètre est resserré à un volume estimé "rentable" de l'ordre de 125 km. Autrement dit, EDF distingue clairement :

- un gisement éligible (304 km) basé sur l'âge,
- d'un gisement priorisable/rentable (125 km) résultant d'arbitrages technico-économiques.

Cette distinction est importante pour le contrôle de concession : elle confirme que l'âge constitue un pré-filtre, mais que la sélection finale relève d'une logique de ciblage (qualité/fiabilité) et de comparaison économique.

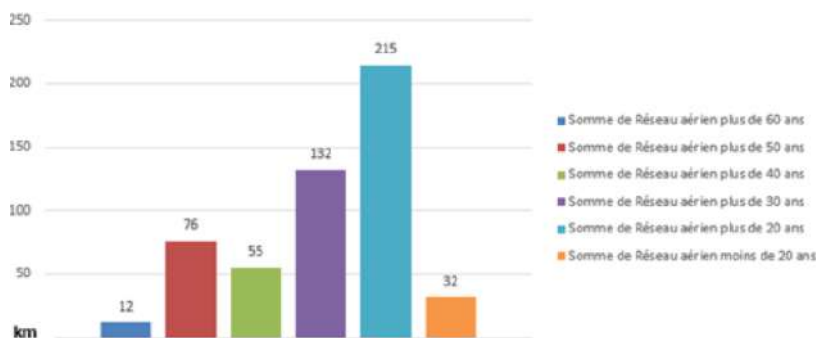


Figure 5 : Pyramide des âges du réseau HTA aérien nu

Ainsi, comme rappelé *supra*, EDF SEI présente la PDV HTA **comme un programme structurant, avec une ambition de remettre à niveau 13 km/an** de réseau aérien sur le territoire de la Guadeloupe sur une période de 10 ans, et une volonté explicite de coordination avec la maintenance et l'élagage (EDF mentionne par ailleurs l'application de la PRDE B4-06 comme cadre de référence).

Pour ce faire, à **titre de programmation, une enveloppe cumulée de l'ordre de 3,5 M€ sur 2023–2028 (avec 1 M€ sur 2023–2024, puis 0,5–0,8 M€ par an selon les années)**, et des zones ciblées incluant notamment Marie-Galante, Petit-Bourg, Vieux-Habitants, Goyave, Anse-Bertrand et Capesterre Belle-Eau.

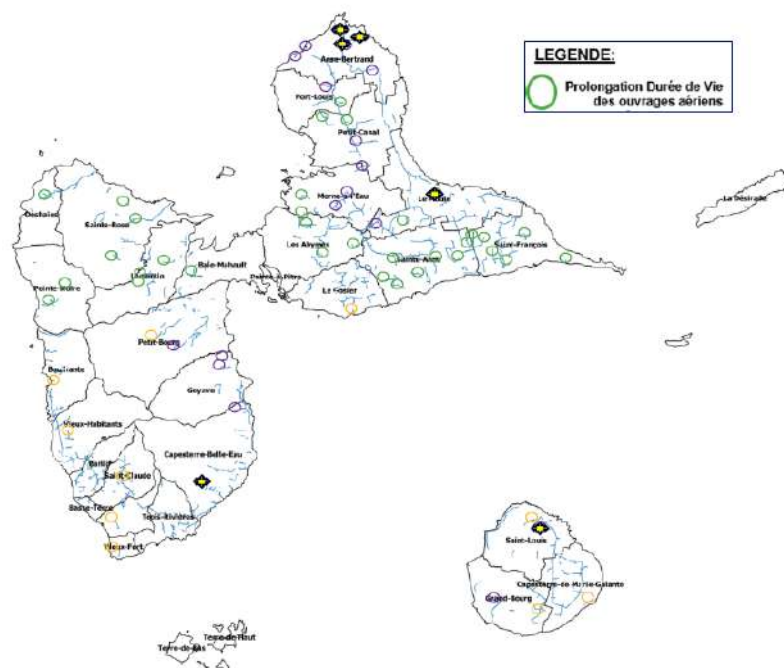


Figure 6 : Cartographie du gisement de chantiers PDV

Ces éléments donnent un cadre : la PDV n'est pas présentée par EDF-SEI comme une action opportuniste, mais, comme un programme industrialisable, qui doit se piloter (linéaires, coûts, impacts) et se synchroniser avec d'autres leviers (élagage, maintenance), à la manière de ce qui est pratiqué par Enedis dans l'hexagone.

2.2 Résultats observés à fin 2024

Sur la base de l’inventaire comptable à fin 2024, les travaux PDV immobilisés sur la concession du Sy.MEG représentent un volume global de :

- 11,5 km de linéaire HTA aérien nu traité en PDV,
- pour 789 k€ de CAPEX immobilisés en valeur brute,
- soit un coût unitaire moyen de 69 €/m.

La répartition par commune est la suivante :

Commune	Année de mise en service (immobilisation PDV)	Linéaire traité	Travaux immobilisés	Coût unitaire
Anse-Bertrand	2023	6,1 km	433 k€	72 €/m
Capesterre-Belle-Eau	2024	0,8 km	69 k€	90 €/m
Moule	2024	1,7 km	63 k€	38 €/m
Saint-Louis	2024	3,0 km	225 k€	74 €/m
Total		11,5 km	789 k€	69 €/m

Figure 7 : Répartition par commune des travaux de PDV réalisés par EDF-SEI à fin 2024

A noter que L’échantillon de 4 affaires analysées *infra* correspond *in fine* à l’exhaustivité des opérations de PDV immobilisées à fin 2024 sur la concession. Autrement dit, l’exercice d’audit “par échantillon” se transforme de facto en revue exhaustive des opérations réalisées par EDF-SEI, ce qui renforce nettement la portée des conclusions, tout en faisant émerger quelques interrogations puisque les montants de certaines affaires présentées dans les supports EDF-SEI dans le cadre de l’analyse de l’échantillon diffèrent de quelques k€ par rapport aux chiffres de l’inventaire comptable.

La concentration sur 4 communes de la Guadeloupe de ces 4 opérations de PDV met en évidence une phase encore relativement initiale du programme sur le périmètre Sy.MEG. Cette situation peut être lue de deux manières complémentaires :

- positivement, car EDF SEI dispose d’opérations abouties permettant de valider l’ensemble du processus (de la décision d’investissement à la comptabilisation patrimoniale des travaux de PDV en passant par le diagnostic technique) ;
- avec vigilance, car l’ambition affichée de 10–13 km/an sur 10 ans suppose une montée en charge importante, une continuité de décision et de réalisation, et une capacité à étendre les diagnostics/priorisations sur d’autres départs de manière industrialisée à la maille du territoire de Guadeloupe.

Ainsi, à fin 2024, le volume cumulé effectivement traité en PDV (11,5 km) est proche de l’ambition d’une année “cible” (13 km), mais il est réparti sur 2023–2024, soit 2 années. À ce stade, cela traduit plutôt un rythme de quelques km/an, cohérent avec un démarrage, mais encore inférieur au niveau d’industrialisation annoncé.

2.3 Analyse globale des coûts unitaires des travaux de PDV

Les coûts unitaires observés varient fortement : 38 €/m (Moule) à 90 €/m (Capesterre-Belle-Eau). Les analyses de l'échantillon permettent d'expliquer cette dispersion de coûts unitaires de travaux de PDV au contexte :

- nature du départ (mixte souterrain/aérien, longueur totale) ;
- nombre de clients alimentés ;
- historique d'incidents (sur 3 à 4 ans) ;
- et périmètre du tronçon traité (antenne/dérivation).

Sur des concessions Enedis, il est également observé que le coût unitaire peut être tiré vers le haut notamment par :

- la densité d'éléments "à traiter" par km (ex. beaucoup d'attaches/isolateurs vs quelques supports),
- des coûts d'organisation/sécurisation (préparation, groupes électrogènes, TST), dont la part peut devenir significative selon les contextes.

Au-delà de ces facteurs explicatifs, les travaux de contrôle conduits dans le cadre de l'analyse comptable (notamment via l'étude des coûts unitaires par typologie d'ouvrage et par maîtrise d'ouvrage traitée dans le rapport comptable) ont permis d'estimer des ordres de grandeur pour les **coûts de renouvellement HTA**. À ce titre, les analyses réalisées conduisent à un coût de renouvellement supérieur à 200 €/m lorsque EDF est maître d'ouvrage. Dans ce contexte, les coûts unitaires observés pour la PDV en 2023–2024 (38 à 90 €/m) se situent nettement en deçà de ce niveau de référence, ce qui est cohérent avec le positionnement attendu d'une opération de PDV (renouvellement partiel) et confirme, à ce stade, le respect de l'ordre de grandeur du critère de pertinence économique "coût < 70% du renouvellement".

Ainsi, Pour EDF SEI, il sera utile, à mesure que le programme s'étend, de disposer d'un pilotage plus fin (ex. coût par nature d'acte, coût par densité de points faibles, segmentation par contraintes d'accès), afin de pouvoir comparer les opérations entre elles et de vérifier la stabilité des critères "<70% renouvellement" et ">5€/m".

3. Analyse détaillée de l'échantillon des 4 affaires PDV

3.1 Méthode d'analyse

3.1.1. Objectifs

L'objectif de l'analyse de l'échantillon de 4 affaires de PDV (qui représentent à elles-seules, comme vu *supra*, l'exhaustivité des travaux de PDV terminés à fin 2024) est d'analyser les points suivants :

- Comprendre le choix des départs et tronçons concernés par la PDV ;
- Vérifier les coûts des chantiers par rapport aux critères d'un chantier PDV ;
- Contrôler les aspects immobilisations comptables et impacts sur les stocks de provisions pour renouvellement ;
- Faire un premier retour d'expérience à moyen terme sur les bénéfices de la PDV sur les départs concernés.

3.1.2. Choix des affaires

Pour le présent audit, quatre affaires de PDV HTA ont été retenues, sur la base des éléments transmis par EDF SEI en amont de l'audit sur la base du CAPEX 2024. Ces quatre affaires correspondent aux opérations suivantes : D745/015116, D745/015119, D745/016895 et D745/016896.

À la différence de certains contrôles conduits sur des volumes plus importants, le présent exercice présente la particularité que l'échantillon retenu représente, à fin 2024, l'exhaustivité des travaux de PDV immobilisés sur la concession du Sy.MEG (en montants comme en linéaires), ce qui renforce la portée des constats formulés dans le rapport.

3.1.3. Documents demandés à Enedis

En amont de l'audit, une liste de document a été demandé au concessionnaire afin de préparer les analyses. Ces documents ont été fournies dans un fichier Excel et un document PDV et sont les suivants :

3.1.3.1 L'échantillon des affaires PDV

L'échantillon présente les 4 affaires à auditer et renseigne en particulier le numéro de l'affaire, son libellé, son statut, le départ HTA concerné, le CAPEX total de l'affaire et la date de liquidation.

3.1.3.2 Le diagnostic technique PDV

Le diagnostic technique indique pour chaque affaire le diagnostic PDV qui a été réalisé en amont. En effet, dans les fichiers cartographiques, le réseau est découpé en tronçons SIG qui possèdent chacun d'entre eux une date de construction, une désignation normalisée et une longueur. Un diagnostic a été réalisé sur chaque tronçons pour définir le nombre de points à traiter en PDV, par catégorie d'élément (support angle, support alignement, armements, ...). Ce diagnostic permet notamment de calculer le taux de retrait présenté au point suivant.

3.1.3.3 Le calcul du taux de retrait

Le taux de retrait pour chaque tronçon est également fourni. Ce taux de retrait est nécessaire pour la partie comptable. En effet, contrairement à la base technique dans laquelle les tronçons sont clairement identifiés

grâce aux données cartographiques, l'identification dans la base comptable est différente et se fait notamment en regroupant les tronçons par commune et année de construction. Un numéro d'immobilisation comptable (voir le point détail comptable HANAIS) est ainsi créé pour chaque regroupement de tronçons. Le taux de retrait permet donc de mesurer sur chaque numéro d'immobilisation, ce qui a été traité en PDV, c'est-à-dire remplacé et donc la perte en valeur brute de ce regroupement de tronçons sur lequel a été retiré des ouvrages.

La méthodologie de calcul du taux de retrait avec les éléments issus du diagnostic technique (méthodologie qui n'a pas été transmise par Enedis dans le cadre de cet audit) d'un chantier PDV est présentée *infra*.

Ce taux de retrait est :

- proportionnel au nombre de composants effectivement retirés (cf. diagnostic technique) ;
- proportionnel au poids relatif de ces composants (en euro) dans le coût de construction d'1 km de ligne théorique (méthodologie interne Enedis appliquée également par EDF).

EDF applique une méthode identique à Enedis a défini le principe suivant appliqué à tous les dossiers PDV : **1 km de ligne HTA aérienne est composé en moyenne de 26 supports, 21 armements et 16 jeux d'isolateurs/attaches (composants élémentaires).**

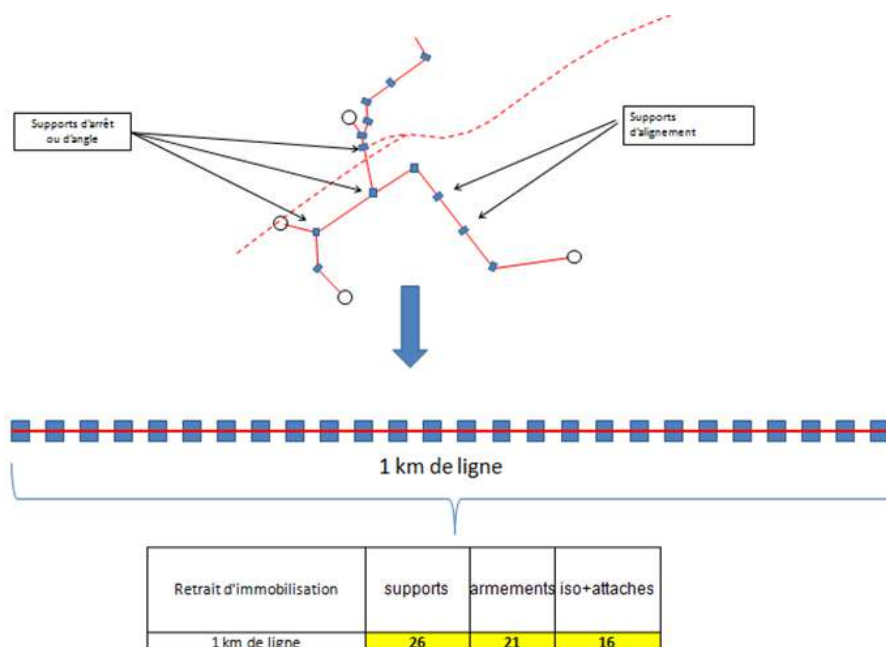


Figure 8 : Exemple d'une décomposition d'1 km de réseau HTA aérien en composants élémentaires

Les différents éléments constitutifs d'un tronçon de réseau (supports d'arrêt/angle ou alignement - armement d'arrêt/angle ou alignement - isolateurs/attaches) sont ainsi convertis en composants élémentaires : X supports, Y armements et Z isolateurs+attaches.

Par exemple : 1 support d'arrêt = 3 supports élémentaires

Pour un chantier PDV donné, il faut, par tronçon, commencer par comptabiliser le nombre et la nature (supports d'arrêt/angle ou alignement, armement d'arrêt/angle ou alignement et isolateurs/attaches) des composants changés par des travaux. (Colonnes orange des diagnostics)

Ces éléments sont ensuite convertis en composants élémentaires, puis ramenés au *prorata* de la longueur effective du tronçon de l'affaire PDV.

Enedis a également défini la répartition des coûts de chaque composant élémentaire dans la construction de la ligne.

Par exemple : 21 armements (composants élémentaires) = 16% du coût de 1 km de ligne

Cette dernière permet donc de calculer les pourcentages des composants élémentaires retirés. Le taux de retrait est la somme des pourcentages représentatifs de chaque composant.

Les tronçons devant faire l'objet de travaux identifiés par l'opération de diagnostic technique terrain sont ensuite rapprochés avec les FIES principales (Fiches d'Immobilisation En Service) dans l'outil comptable de gestion des immobilisations HANAIS.

A noter qu'en parallèle de ce retrait partiel d'actif, la durée de vie comptable des FIES principales est allongée de 15 ans, conformément à la méthodologie comptable d'immobilisation des travaux de PDV rappelée *supra*.

3.1.3.4 Cartographie et incidents

Les éléments cartographiques ont été fournis par EDF SEI sous format PDF. Ils présentent, pour chaque affaire, le départ HTA concerné ainsi que la localisation des tronçons traités en PDV. Ils sont également accompagnés d'éléments d'incidentologie relatifs au départ (ou à l'environnement de décision), consistant principalement en un décompte d'incidents sur les 3 à 4 dernières années.

Ces supports permettent ainsi :

- de situer spatialement les zones d'intervention PDV au sein du départ HTA ;
- et de disposer d'un élément de contexte sur la criticité du départ (niveau d'incidents sur la période récente), mobilisé par EDF SEI pour justifier la prise de décision.

En revanche, plusieurs limites doivent être soulignées au regard des objectifs d'un contrôle de concession :

- l'incidentologie fournie est, à ce stade, essentiellement "macro-départ" : elle ne permet pas de conclure sur la concentration des incidents sur le seul tronçon traité en PDV, ni de disposer d'une analyse fine "tronçon vs reste du départ" ;
- les supports ne précisent pas systématiquement la typologie des incidents (notamment si les causes relèvent de l'usure/vieillesse des composants, qui constitue le champ d'action principal d'une PDV, ou de causes exogènes : aléas climatiques, végétation, tiers, etc.) ;
- enfin, les travaux étant très récents (mises en service 2023–2024), le recul disponible est encore limité pour apprécier l'efficacité de la PDV en termes de réduction d'incidents : l'exploitation de ces données doit donc être lue davantage comme un argument de contexte que comme une démonstration "avant/après".

Par ailleurs, les éléments transmis portent sur une période récente (à partir de 2020 environ), ce qui limite la possibilité de reconstituer une tendance historique plus longue. En conséquence, l'analyse cartographique et l'incidentologie associée ne suffisent pas, à elles seules, à expliquer de manière exhaustive le choix du tronçon traité ; elles doivent être rapprochées des autres pièces de décision (priorisation, diagnostics techniques amont, chiffrage technico-économique) et justifient, pour la suite, une recommandation de suivi pluriannuel de l'incidentologie sur ces départs, en privilégiant une qualification par cause et une localisation au périmètre PDV.

3.1.3.5 Détail comptable HANAIS

La requête comptable HANAIS présente l'ensemble des flux comptables associés à chaque affaire. On y retrouve également les numéros d'affaires, les numéros d'immobilisations, les code ETI, les codes de chaque commune, les dates des mouvements comptable, les types de mouvement comptable, ainsi que les quantités et les financements associés à chaque numéro d'immobilisation.

Les mouvements comptables sont notamment les flux suivants :

- **TRAN (transfert)** : le flux de transfert, dans le cadre d'une affaire PDV, représente le transfert de la partie du numéro d'immobilisation non concernée par la PDV, qui n'a pas été traitée en PDV, vers un nouveau numéro d'immobilisation. En effet, si sur un tronçon de 1 000 m, seulement 800 m ont été traités en PDV, les 200 m restants sont transférés sur une autre fiche d'immobilisation disposant d'un nouveau numéro d'immobilisation. Ce transfert se fait en prenant en compte la valeur brute et les autres valeurs comptables associées (VNC, financements concédant, Enedis, PR, DE, etc.) et cela au prorata de la quantité transférée ;
- **MESE (Mise En Service)** : le flux de mise en service représente les éléments qui ont été mis en service lors du chantier PDV, par exemple les nouveaux support, armements ou autres composants mis en service
- **CVAL (complément de valeur)** : ce flux comptable est associé au flux de mise en service et représente des coûts dans le chantier qui ont eu lieu en plus des mises en services (compléments de valeur pouvant correspondre par exemple à des factures fournisseurs reçus et comptabilisés post mise en service) ;
- **MARE (Mise Au Rebut)** : ce flux comptable est associé aux éléments qui ont été enlevés du réseau lors des travaux de PDV. C'est à ce niveau que le taux de retrait est utilisé pour calculer la valeur brute des éléments qui ont été retirés du réseau. De plus, en complément de la valeur brute et sur la base du même taux de retrait, les provisions pour renouvellement et le droit en espèce associés à ces éléments retirés du réseau sont mis sur un compte d'attente avant, le cas échéant, d'être réaffectés en tant que financement du concédant lors de la liquidation de l'affaire (cf. flux de liquidation *infra*) ;
- **LIQU (liquidation)** : Ce mouvement comptable représente les flux liés à la liquidation de l'affaire, notamment ceux liés aux réaffectations de la PR et du DE en tant que financement concédant.

3.1.3.6 Points analysés

Pour chaque affaire, les points suivants seront analysés :

- **Choix du tronçon traité en PDV** : analyse des éléments de décision transmis par EDF SEI (plans/cartographies, périmètre du départ HTA et localisation du tronçon), mise en perspective avec l'incidentologie communiquée. Il est rappelé que l'incidentologie est présentée principalement au niveau du départ (approche "macro") et ne permet pas toujours d'isoler la part d'incidents strictement imputable au tronçon traité ; lorsque l'information est disponible, une attention particulière sera portée à la typologie des incidents (notamment causes liées à l'usure/vieillesse des composants, cibles principales de la PDV) ;
- **Cohérence des données techniques et des quantités** : rapprochement des linéaires et éléments "traités/fiabilisés" entre les différentes sources mises à disposition (supports d'audit, outils de pilotage, inventaire), identification et explicitation des écarts éventuels (périmètre, unité, arrondis, date de mise à jour) ;
- **Analyse économique** : calcul et comparaison des coûts unitaires (€/m), analyse des facteurs explicatifs de dispersion (intensité des actes, contraintes d'accès/sécurisation), et vérification du respect des critères d'éligibilité annoncés (notamment coût < 70% du renouvellement et seuil minimal > 5 €/m) ;
- **Traduction patrimoniale et comptable** : vérification des modalités d'immobilisation (montant, date de mise en service), cohérence des linéaires avec l'inventaire, et examen des flux éventuels associés (notamment logique de taux de retrait / retrait partiel, et impacts éventuels sur mécanismes liés au financement concédant). Les écarts entre "coût chantier" et "montant immobilisé" seront également analysés lorsque présents ;
- **Effets attendus et retour d'expérience** : appréciation des effets attendus sur la fiabilité du départ et du tronçon (au regard des objectifs PDV). Compte tenu du caractère très récent des opérations (mises en service 2023–2024), l'analyse d'impact ex post demeure à ce stade limitée.

3.1.3.7 Synthèse des éléments exploités

En synthèse, les éléments exploités dans le présent rapport sont issues :

- D'une présentation "Analyse chantiers PDV HTA" présentées par EDF SEI lors de l'audit sur site incluant notamment des éléments de contexte des affaires, des plans et des éléments relatifs à des études sur l'incidentologie des départs traités ;
- du tableau de synthèse comptable (extraction HANAIS détaillant le montant immobilisé par affaire, le linéaire traité et, le cas échéant, l'affectation des passifs de concession) ;
- des captures ING-E-PILOT (outil de pilotage des affaires d'EDF) ;
- des diagnostics techniques transmis.

3.2 Analyse détaillée de l'échantillon de 4 affaires

Ainsi, en complément des résultats présentés précédemment, ce contrôle porte également sur l'étude d'un échantillon de 4 affaires de PDV réalisées et terminées techniquement durant l'exercice 2024. Pour rappel :

- Une affaire **clôturée** dans le fichier CAPEX est une affaire mise en service, comptablement immobilisée, mais pas nécessairement liquidée ;
- Une affaire est **en cours de liquidation** quand les travaux sont terminés mais les mouvements comptables (réaffectation des passifs/reprises de PR) ne sont pas encore immobilisés ;
- Une affaire est **terminée** quand les travaux sont clôturés et l'affaire est liquidée.

Ce travail sur échantillon permet à l'AODE d'obtenir des éléments que le concessionnaire ne transmet habituellement pas dans le cadre du contrôle de concession général chaque année. Il a été apprécié la transmission de données permettant d'analyser le gain apporté par ces travaux PDV, à savoir :

- Le diagnostic technique de l'opération PDV (anomalie, éléments à remplacer, etc.) ;
- Les calculs des valeurs à retirer ainsi que le détail des calculs des taux de retrait ;
- Une représentation cartographiée de l'historique des incidents et des zones traitées en PDV.
- Le détail comptable par l'intermédiaire de la fiche HANAIS.

Le tableau ci-dessous rappelle les caractéristiques principales de l'échantillon de 4 affaires PDV sélectionnées, à savoir, le numéro d'affaire, la commune principale, de départ HTA, la date de réalisation du traitement, les CAPEX totaux de l'affaire à fin 2024 et le statut de l'affaire (clôturée ou lancée).

N° AEC	Num affaire EDF	Commune	Libellé	Année de mise en service	Linéaire traité en PDV	Travaux immobilisés en PDV	Coût unitaire
1	D745/015116	MOULE	CAILLEBOTTE / DEMOISELLE	2024	1,7 km	63 k€	38 €/m
2	D745/015119	CAPESTERRE-BELLE-EAU	GRAND ÉTANG (départ 3Rivières)	2024	0,8 km	69 k€	90 €/m
3	D745/016895	ANSE-BERTRAND	CAMPECHE	2023	6,1 km	433 k€	72 €/m
4	D745/016896	SAINT-LOUIS	RIBOURGEON / MAYOLETTE	2024	3,0 km	225 k€	74 €/m
TOTAL					11,5 km	789 km	69 €/m

Figure 9 : Echantillon des affaires de PDV analysées

3.2.1. Affaire D745/015116 – Moule – “CAILLEBOTTE / DEMOISELLE”

3.2.1.1 Contexte de l'affaire et justification de la décision d'investir en PDV

EDF SEI indique que le départ HTA « MOULE », issu du poste source « MORNE AL'EAU », est un départ mixte majoritairement souterrain (32,5 km au total, dont 4,5 km d'aérien nu). Ce départ alimente 3 506 clients BT et 9 clients HTA, et a connu 12 incidents sur les 4 dernières années.

Un traitement en PDV a donc été décidée par EDF-SEI sur la dérivation CAILLEBOTTE – DEMOISELLE.

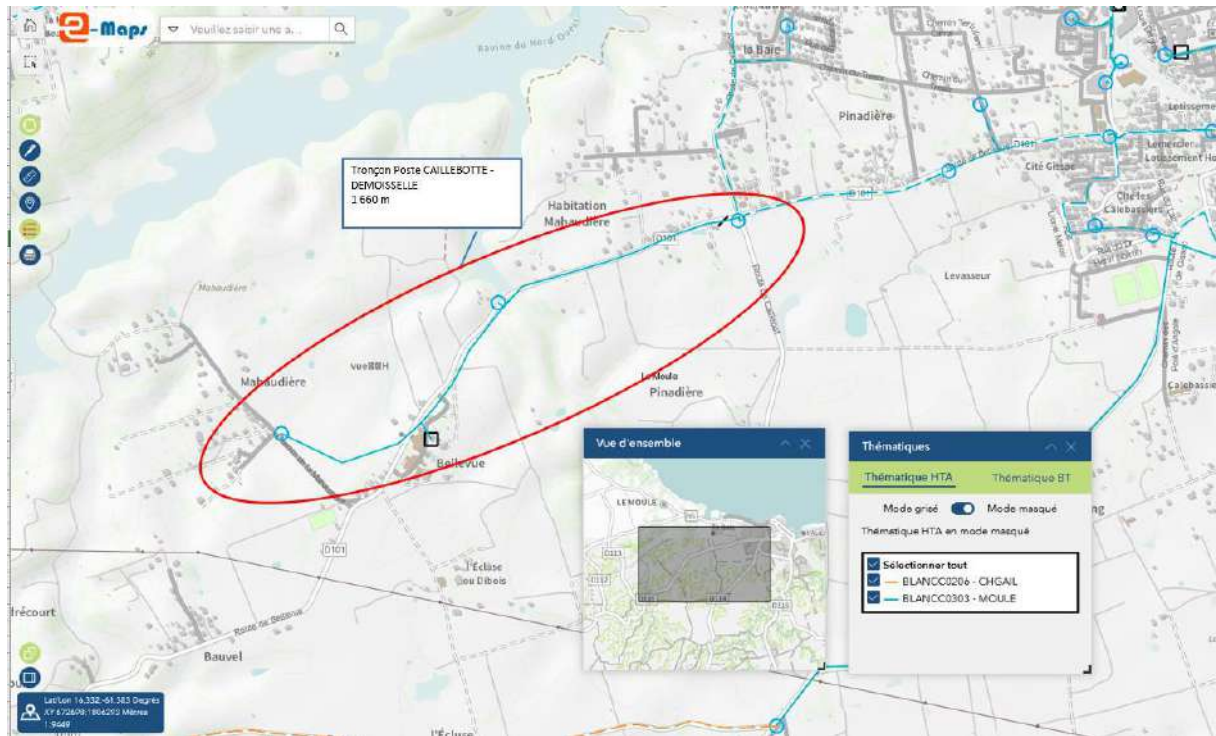


Figure 10 : Emprise des travaux de PDV

Au cours de l'audit sur site, EDF-SEI a présenté ces travaux comme une opération à un fort enjeu de fiabilité et à un périmètre technique cohérent (antenne aérienne pérenne ciblée au sein d'un départ majoritairement souterrain).

3.2.1.2 Diagnostic technique et éligibilité

A l'instar des deux dernières affaires analysées, le niveau de détail du diagnostic technique sur la nature exacte des travaux à réaliser demeure limité. Les éléments transmis par EDF-SEI ne permettent pas d'identifier précisément les familles d'actes mises en œuvre (remplacements de supports, armements, isolateurs, attaches, dispositifs spécifiques), ni d'en apprécier la répartition ou la densité sur le linéaire traité.

La dérivation concernée “CAILLEBOTTE – DEMOISELLE” est d'une longueur de 1 660 m. Il s'agit de tronçons de réseaux âgés, datant notamment de 1968 (≈55 ans) et d'autres tronçons plus récents.

Ainsi, les éléments apportés par EDF indiquent un objectif de prolongation de vie via renouvellement ciblé d'ouvrages/organes défaillants. La logique est conforme aux règles générales de PDV d'EDF SEI (remise à niveau, points faibles, maintien attendu sur 15 ans).

3.2.1.3 Nature des travaux réalisés

- Linéaire traité : 1 660 m.
- Coût chantier PDV : 63 k€.
- Coût unitaire : 38 €/m, > 5 €/m.
- Âge : lignes retenues > 25 ans,
- Ratio : coût < 70% du coût de renouvellement.

3.2.1.4 Traduction comptable

le montant des travaux présenté par EDF (63 k€) est strictement conforme à la valeur brute immobilisée en comptabilité (63 k€), sans écart constaté, ce qui traduit une concordance directe entre coût chantier (dépense EDF) et immobilisation.

Sur le plan comptable, l'affaire E745/015116 se traduit par la création d'actifs immobilisés au titre de la PDV pour une valeur brute immobilisée de 63 k€, avec une mise en service comptable au 31/03/2024 et une liquidation comptable (réaffectation des passifs) au 08/10/2025.

Les supports de présentation EDF font état d'un montant de chantier en cohérence avec la valeur immobilisée (aucun écart significatif n'a été constaté sur cette affaire).

Au-delà de la seule immobilisation, le traitement PDV implique la prise en compte des ouvrages déposés (au sens des composants renouvelés), déterminés à partir du taux de retrait issu du diagnostic terrain (cf. méthodologie rappelée *supra*). Sur la quote-part ainsi "retirée", des passifs de concession (PR et DE, droits en espèces) étaient constitués et devaient être réaffectés. Les analyses menées sur les flux comptables de l'affaire dans le cadre de cette analyse sur échantillon (requêtes HANAIS) montrent que 6 k€ de passifs étaient à réaffecter et que 6 k€ ont effectivement été réaffectés en financement concédant sur les actifs PDV créés, soit un écart nul (0 k€).

A noter que la liquidation des passifs intervient en octobre 2025, soit plus d'un an après la mise en service comptable. Ce décalage ne remet pas en cause la correcte réaffectation (écart nul) mais constitue un élément de suivi, dans la mesure où il allonge la période pendant laquelle l'opération n'est pas totalement liquidée au plan comptable.

3.2.2. Affaire D745/015119 – Capesterre-Belle-Eau – “GRAND ÉTANG” (départ 3Rivières)

3.2.2.1 Contexte de l'affaire et justification de la décision d'investir en PDV

EDF SEI indique que le départ 3Rivières (poste source Capesterre) est un départ mixte, avec une part aérienne importante (longueur totale 25,5 km, avec 22 km d'aérien). Il alimente 2 390 clients BT et 3 clients HTA, a connu 6 incidents sur 4 ans, et un chantier de PDV est décidée sur la dérivation du poste GRAND ÉTANG.

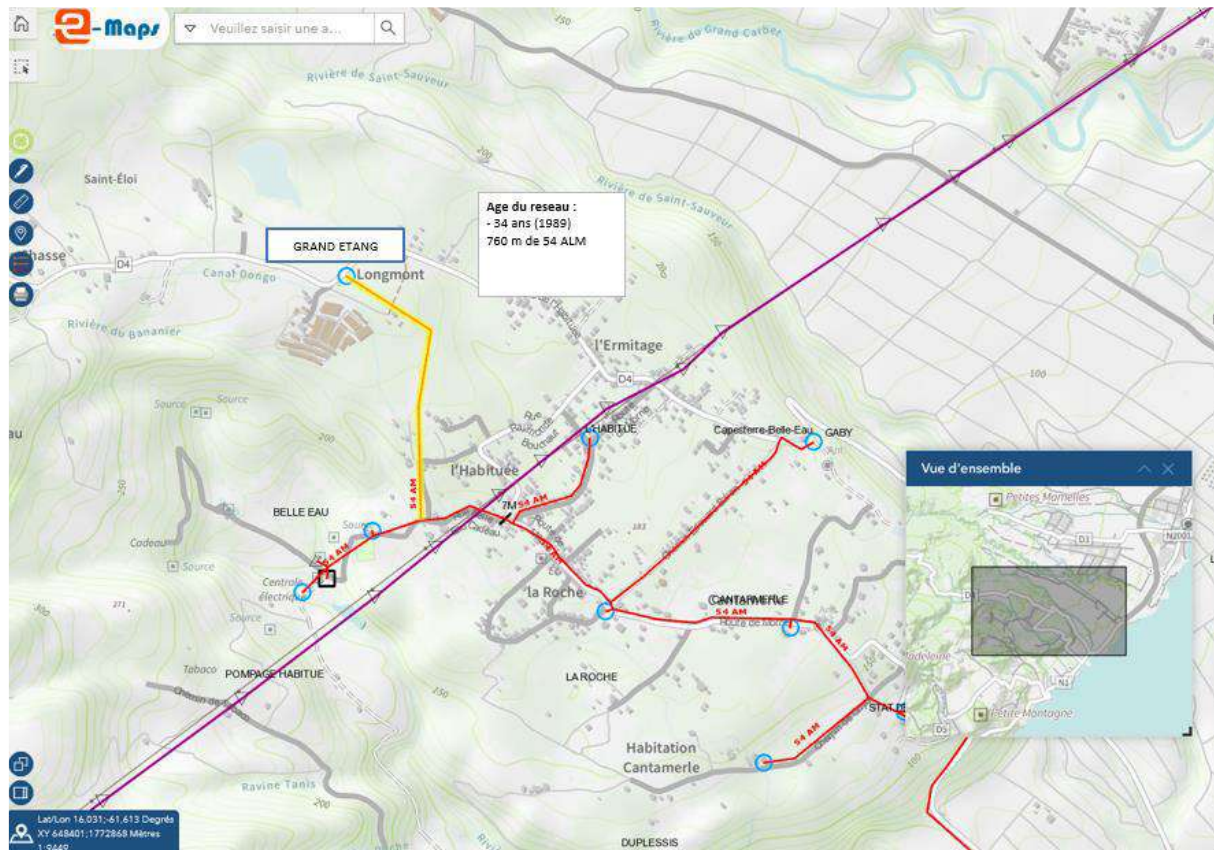


Figure 11 : Emprise des travaux de PDV

Ce départ est plus “aérien” que l’affaire précédente, donc potentiellement plus exposé aux défauts liés aux accessoires.

3.2.2.2 Diagnostic technique et éligibilité

A l’instar des deux dernières affaires analysées, le niveau de détail du diagnostic technique sur la nature exacte des travaux à réaliser demeure limité. Les éléments transmis par EDF-SEI ne permettent pas d’identifier précisément les familles d’actes mises en œuvre (remplacements de supports, armements, isolateurs, attaches, dispositifs spécifiques), ni d’en apprécier la répartition ou la densité sur le linéaire traité

Le périmètre des travaux de cette affaire porte sur une antenne « HTA vers poste GRAND ÉTANG », pour un linéaire associé de 760 m. L’âge des tronçons traités est compatible avec l’éligibilité (> 25 ans) avec un millésime de 1989 (34 ans).

En outre, sur le plan économique, l’affaire se distingue par un coût unitaire relativement élevé : 77 k€ pour 760 m, soit environ 101 €/m (support EDF) (moyenne sur les 4 affaires à 69 €/m).

Néanmoins, un coût unitaire élevé est compatible avec un traitement en PDV : en effet, le diagnostic présenté par EDF met globalement en évidence une densité de remplacements importante.

En revanche, ce niveau de coût nécessiterait la transmission d’un diagnostic technique plus détaillé : nombre

d'isolateurs, de supports, d'attaches, armements, etc. remplacés, contraintes de chantier (accès, sécurisation) significatives afin d'éviter toute ambiguïté sur la frontière PDV / renouvellement.

3.2.2.3 Nature des travaux réalisés

EDF indique :

- Linéaire : 760 m.
- Coût chantier : 77 k€ (support EDF).
- Coût unitaire : 101 €/m, > 5 €/m.
- Âge : 34 ans (1989), donc > 25 ans.
- Ratio : coût < 70% du renouvellement, mention "en souterrain".

3.2.2.4 Traduction comptable

Pour l'affaire E745/015119, la valeur brute immobilisée en PDV s'établit à 69 k€, avec une mise en service comptable au 30/06/2024 et une liquidation comptable au 09/10/2025.

A noter que le montant des travaux présenté par EDF (77 k€) est supérieur à la valeur brute immobilisée en comptabilité (69 k€), soit un écart de 8 k€, sans qu'EDF n'ait expliqué pourquoi.

Les supports de présentation EDF font état d'un montant de chantier en cohérence avec la valeur immobilisée (aucun écart significatif n'a été constaté sur cette affaire).

S'agissant des passifs de concession (PR et DE), la PDV conduit à retirer une quote-part d'ouvrages (sur la base du taux de retrait) sur laquelle des passifs de concession PR/DE étaient constitués. Les analyses détaillées des flux montrent que 8 k€ de passifs étaient à réaffecter et que 8 k€ ont effectivement été réaffectés en financement concédant sur les actifs PDV créés. L'écart est nul (0 k€), ce qui confirme une application conforme du mécanisme de réaffectation des passifs.

Comme sur les autres opérations, la liquidation comptable intervient en octobre 2025, soit plus d'un an après la mise en service. Ce point mérite d'être relevé car il conditionne la rapidité avec laquelle l'opération est pleinement finalisée sur le plan patrimonial et financier, même si les réaffectations sont in fine correctement réalisées par EDF.

3.2.3. D745/016895 – PDV Départ CAMPECHE (Commune : Anse-Bertrand)

3.2.3.1 Contexte de l'affaire et justification de la décision d'investir en PDV

L'affaire D745/016895 constitue l'opération la plus structurante des travaux de PDV effectués par EDF à fin 2024, tant en linéaire qu'en montant. EDF SEI présente le départ CAMPECHE (poste source de répartition BLANCHET) comme un départ majoritairement aérien (40 km total, dont 35 km d'aérien). Il alimente 2 783 clients BT et 1 client HTA, et a connu 25 incidents sur 4 ans, soit une incidentologie particulièrement élevée. Une action PDV est décidée sur des dérivations issues du PS ROMPAL.

La décision d'investir en PDV se justifie donc pleinement au regard d'un objectif de fiabilisation durable : sur un départ long et largement aérien, une stratégie "corrective" seule conduirait vraisemblablement à des interventions répétées, tandis qu'un renouvellement complet représenterait un investissement plus lourd.

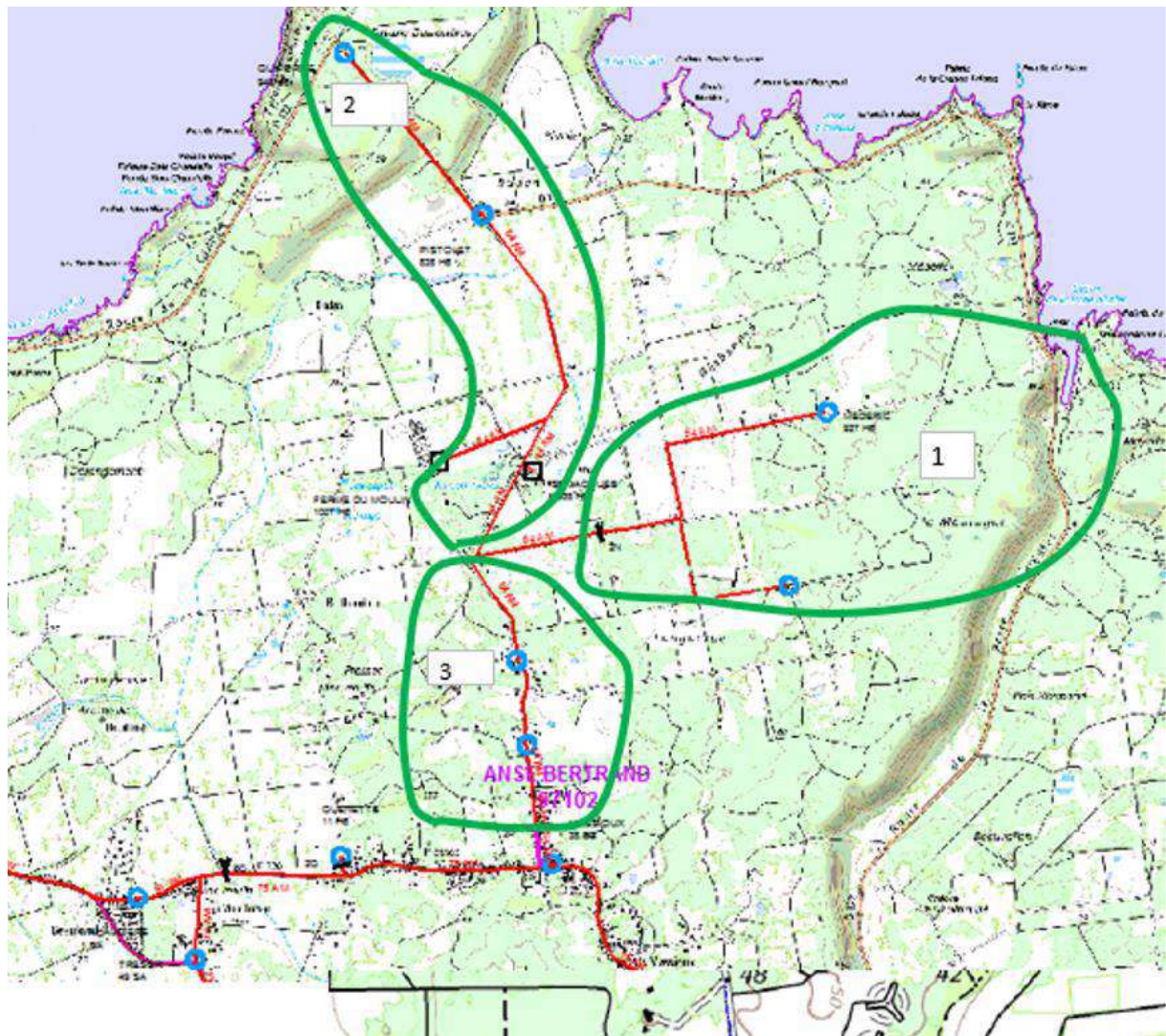


Figure 12 : Emprise des travaux de PDV

Dans ce contexte, la PDV apparaît comme un compromis rationnel : traiter les dérivations contributives, remplacer les points faibles identifiés, et viser une réduction durable des défauts.

3.2.3.2 Diagnostic technique et éligibilité

Pour l'affaire D745/016895, le diagnostic technique met en évidence une concentration importante de points faibles sur plusieurs tronçons aériens rattachés au départ CAMPECHE, caractérisé par une forte proportion de réseau HTA aérien ancien. Le diagnostic identifie principalement des déficiences sur les supports bois, les armements, les chaînes d'isolateurs et les dispositifs d'ancrage, justifiant une opération de PDV de grande ampleur au regard du linéaire traité.

Les travaux à réaliser ont ainsi porté sur un ensemble structuré de tronçons, avec le remplacement ou la remise à niveau de 34 supports bois, traduisant une action significative sur la stabilité et la pérennité mécanique de la ligne. Ils ont également inclus le remplacement de 13 chaînes, 37 attaches, 8 isolateurs, ainsi que 30 dispositifs NV/NVR gainés et 17 poutres d'ancrage.

Par ailleurs, les travaux à réaliser ont intégré des actions de mise en conformité ciblée, notamment via la reprise de dispositifs d'ancrage, le remplacement d'éléments de liaison et la mise en œuvre ponctuelle d'équipements spécifiques (reprises IACM).

Le périmètre traité représente 6 053 m de réseau HTA aérien. L'éligibilité est bien validée avec des âges de tronçons anciens (plusieurs millésimes : 1969, 1971, 1982, 1987, 1992), compatibles avec un programme ciblant les ouvrages >25 ans.

Le coût total des travaux de PDV pour cette affaire est de 443 k€, soit environ 71 €/m. Ce coût unitaire est proche de la moyenne de l'échantillon et cohérent avec une affaire de PDV de remise à niveau sur un tronçon aérien ancien.

Les éléments présentés globalement au travers le diagnostic technique indique une remise à niveau relativement importante (remplacements de supports et d'éléments de ligne, mises en conformité, etc.). Pour un chantier de cette ampleur, la qualité du diagnostic (et sa capacité à structurer le taux de retrait) est particulièrement importante : c'est lui qui justifie à la fois le périmètre (pourquoi ces 6 km) et le contenu exact des travaux (quels organes remplacés, quelles priorités, quelles zones traitées).

3.2.3.3 Nature des travaux réalisés

EDF indique :

- Linéaire : 6 053 m.
- Coût chantier : 443 k€.
- Coût unitaire : 71 €/m, > 5 €/m.
- Âges des tronçons traités multiples > 25 ans (1969, 1971, 1982, 1987, 1992).
- Ratio : < 70% renouvellement.

3.2.3.4 Traduction comptable

Le montant des travaux présenté par EDF (443 k€) est légèrement supérieur à la valeur brute immobilisée en comptabilité (433 k€), soit un écart de 10 k€, qui n'affecte pas la cohérence globale de l'opération mais appelle comme l'affaire précédente une clarification.

L'affaire E745/016895 constitue l'opération la plus structurante du portefeuille à fin 2024. La valeur brute immobilisée au titre de la PDV est de 433 k€, avec une mise en service comptable au 01/07/2023 et une liquidation comptable au 09/10/2025.

Les supports de présentation EDF font état d'un montant de chantier en cohérence avec la valeur immobilisée (aucun écart significatif n'a été constaté sur cette affaire).

Sur le volet des passifs, la PDV implique la réaffectation des passifs de concession (PR et DE) initialement portés par la quote-part d'ouvrages déposés (déterminée par le taux de retrait issu du diagnostic). L'analyse des flux montre que 12 k€ de passifs étaient à réaffecter et que 12 k€ ont effectivement été réaffectés en financement concédant sur les actifs PDV créés. L'écart est nul (0 k€), ce qui constitue un point positif.

Le décalage est ici particulièrement notable, la mise en service intervenant en juillet 2023 alors que la liquidation comptable n'a lieu qu'en octobre 2025, soit plus de deux ans après. Cette temporalité relativement longue n'empêche pas la correcte réaffectation, mais elle illustre un délai de liquidation comptable qui pourrait être réduit à terme pour fiabiliser les données comptables à date.

3.2.4. Affaire D745/016896 – Saint-Louis – “RIBOURGEON / MAYOLETTE”

3.2.4.1 Contexte de l'affaire et justification de la décision d'investir en PDV

L'affaire D745/016896 concerne une opération PDV sur Marie-Galante, territoire où les contraintes insulaires et la sensibilité à la continuité d'alimentation rendent les actions de fiabilisation particulièrement structurantes. EDF SEI indique que le départ LESBAS (poste source de répartition Marie-Galante) est mixte majoritairement aérien (30 km dont 18 km aérien). Il alimente 728 clients BT et 1 client HTA, et a connu 5 incidents sur 3 ans. La PDV est décidée sur la dérivation RIBOURGEON – MAYOLETTE.

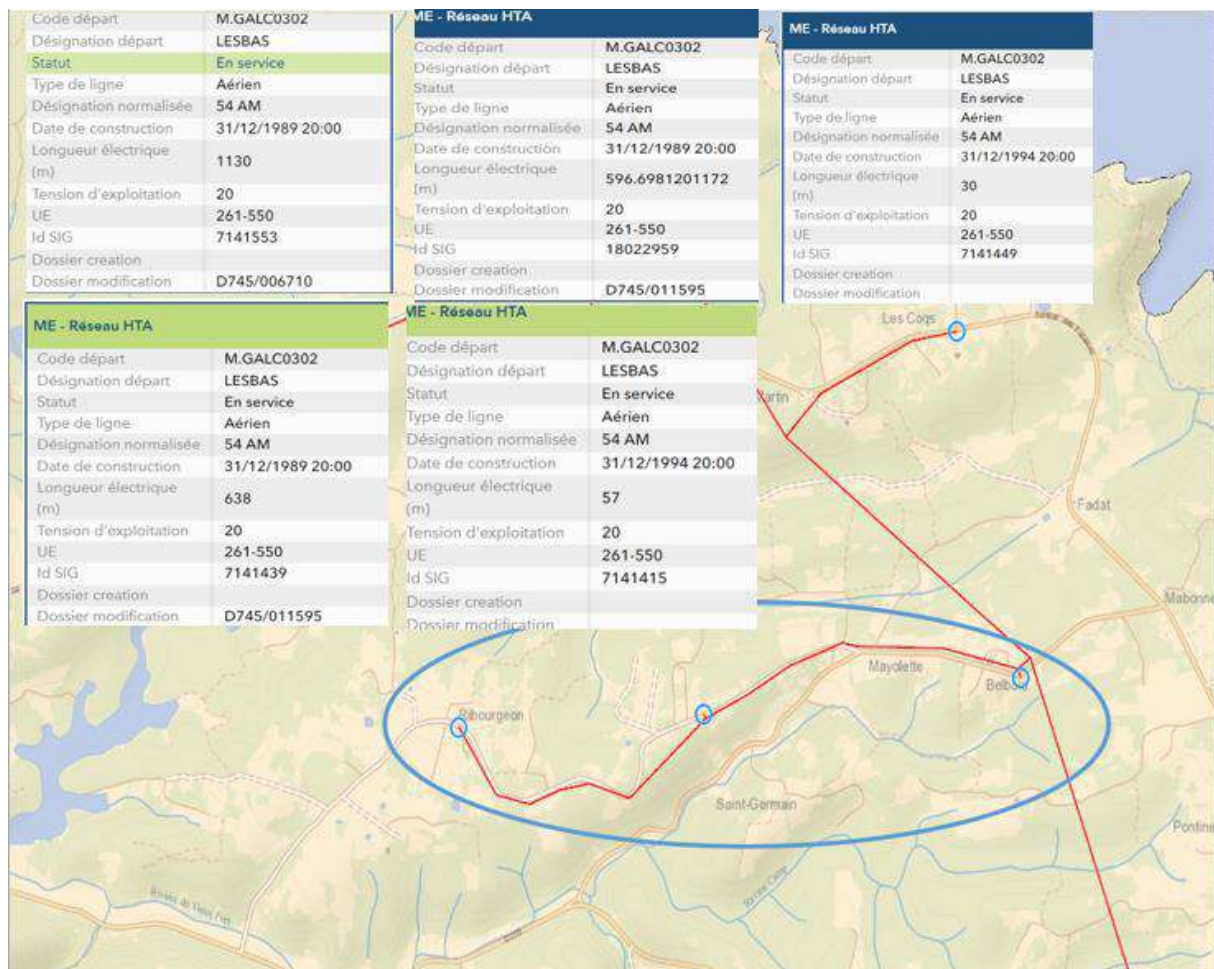


Figure 13 : Emprise des travaux de PDV

La décision de PDV s'inscrit dans une logique de remise à niveau d'une antenne aérienne pérenne afin d'éviter des incidents récurrents et de stabiliser le fonctionnement du réseau sur la durée

3.2.4.2 Diagnostic technique et éligibilité

Le diagnostic technique réalisé en amont de l'opération met en évidence une dégradation significative des organes constitutifs de la ligne HTA aérienne, en particulier sur les éléments d'armement et d'isolement, ainsi que sur certains supports. Sur la base de ce diagnostic, les travaux engagés ont porté sur une remise à niveau ciblée du tronçon Ribourgeon – Mayolette – Saint-Germain, visant à traiter les points faibles identifiés par le diagnostic technique tout en conservant la structure générale de l'ouvrage.

Concrètement, le diagnostic technique conduit au remplacement de 4 supports béton et de 14 supports métalliques, traduisant une action structurante sur la tenue mécanique de la ligne. Il a également inclus le remplacement d'un nombre significatif d'accessoires de ligne, avec notamment 42 chaînes d'isolateurs, 42 attaches et 42 isolateurs, ainsi que la mise en œuvre de 8 dispositifs double ancrage, contribuant à la sécurisation des efforts mécaniques et à la fiabilisation des points d'ancrage.

En complément des actes strictement patrimoniaux, les travaux ont intégré des actions connexes participant directement à la fiabilité globale de l'ouvrage, en particulier des travaux d'élague sur 80 m et de déboisement sur 50 m, destinés à réduire le risque d'incidents. Ces interventions, coordonnées avec la PDV, s'inscrivent dans une logique de traitement global des causes de non-fiabilité et non dans une simple juxtaposition d'actes.

Le tronçon traité, « RIBOURGEON – MAYOLETTE », représente 3 049 m. Les âges de lignes sont supérieurs à 25 ans (30 à 34 ans). Le coût immobilisé est de 225 k€, soit environ 74 €/m, proche du chantier Campeche et cohérent avec une PDV de densité moyenne.

EDF SEI indique également le respect du critère de coût < 70% du renouvellement, et un objectif de maintien d'un comportement satisfaisant sur la période cible.

3.2.4.3 Nature des travaux réalisés

EDF indique :

- Linéaire : 3 049 m.
- Coût : 225 k€.
- Coût unitaire : 74 €/m, > 5 €/m.
- Âge : 34 ans & 30 ans (1989 & 1994), donc > 25 ans.
- Ratio : <70% renouvellement.

3.2.4.4 Traduction comptable

Pour l'affaire E745/016896, la valeur brute immobilisée en PDV est de 225 k€, avec une mise en service comptable au 15/09/2024 et une liquidation comptable au 09/10/2025. Les montants présentés et immobilisés sont cohérents à l'échelle de l'affaire.

Cette opération se distingue par le niveau de passifs de concession associés à la quote-part d'ouvrages déposés : 37 k€ de PR/DE étaient à réaffecter sur les actifs PDV créés. Les analyses réalisées confirment que 37 k€ ont effectivement été réaffectés en financement concédant, sans écart (0 k€), ce qui constitue ici encore un point positif.

La liquidation des passifs intervient environ un an après la mise en service comptable. Comme pour les autres dossiers, cette situation peut être mentionnée comme un point de vigilance de suivi (délai de liquidation comptable), sans remettre en cause la conformité du traitement des passifs.

Synthèse et conclusions

Il est rappelé que le présent rapport a été ré-orienté vers une analyse d'opérations de PDV et non vers des chantiers PPI, aucun chantier PPI n'étant finalisé et mis en service à la date de l'audit.

Le présent rapport avait pour objectif d'apprécier, sur la concession du Sy.MEG en Guadeloupe, la mise en œuvre des opérations de Prolongation de Durée de Vie (PDV) sur le réseau HTA aérien, au travers d'un rappel méthodologique des règles et principes de la PDV, d'un état des lieux des opérations de PDV réalisées et immobilisées à fin 2024 à la maille de la concession du Sy.MEG de Guadeloupe et enfin d'une analyse détaillée d'un échantillon de 4 chantiers de PDV finalisés à fin 2024.

À fin 2024, les opérations de PDV immobilisées sur la concession sont exhaustivement concentrées sur 4 affaires, correspondant à 11,5 km de linéaires HTA aériens traités, pour un montant global de 789 k€ (pour un coût moyen de l'ordre de 69 €/m).

Le rapprochement entre les différentes sources de données disponibles (supports de présentation d'EDF des chantiers, inventaire comptable, etc.) met en évidence une cohérence d'ensemble des chiffres, malgré des écarts ponctuels de quelques k€ sur certaines affaires, qui gagneraient à être explicités par le concessionnaire.

Sur le plan technique et programmatique, les opérations analysées s'inscrivent globalement dans la logique attendue d'une PDV : **intervention ciblée sur des portions de réseau aérien pérennes, âgées (critère > 25 ans), et reposant sur une décision technico-économique visant à différer un renouvellement complet tout en renforçant la fiabilité.**

Les dossiers présentés par EDF SEI explicitent des éléments de contexte utiles (départs concernés, usagers alimentés, nature des tronçons traités, etc.) et, surtout, un historique d'incidents sur une période récente (3 à 4 ans selon les cas), ce qui permet de comprendre le choix des antennes retenues : les opérations sont justifiées par une contribution avérée au critère B.

Le REX incidentologie constitue ainsi un élément central du pilotage de la PDV : elle intervient à la fois dans la priorisation et dans la démonstration d'utilité du programme. À ce stade, les éléments présentés par EDF-SEI permettent d'établir le constat *ex ante* (incidents constatés avant travaux), mais l'évaluation *ex post* reste, par nature, à consolider puisque les chantiers de PDV étudiés n'ont été mis en service que très récemment (2023/2024) : l'effet des travaux de PDV sur la continuité de fourniture ne peut être apprécié de manière robuste qu'au travers d'un suivi "avant/après" sur une période pluriannuelle, en distinguant autant que possible les incidents d'origine patrimoniale (usure naturelle, défaillance, etc.) des événements majoritairement climatiques (dont l'occurrence varie fortement d'une année à l'autre).

L'enjeu, pour les exercices à venir, est donc de structurer un pilotage permettant de relier progressivement les chantiers PDV à une diminution tendancielle des incidents sur les tronçons traités (ou, à défaut, à une réduction de leur criticité et de leurs impacts sur la continuité de fourniture).

La PDV repose, en amont des travaux, sur un diagnostic technique terrain visant à identifier et qualifier les points faibles des tronçons HTA aériens (supports, armements, accessoires d'isolation et d'ancrage, ainsi que les zones singulières), puis à traduire ces constats en un programme d'actes techniques de remise à niveau à réaliser. Ce diagnostic technique constitue un élément structurant du dispositif, puisqu'il conditionne non seulement la définition du contenu des travaux, mais également la détermination du taux de retrait, utilisé pour identifier la quote-part d'ouvrages déposés et les passifs de concession associés à réaffecter. Sur l'échantillon, les éléments apportés par le concessionnaire ont été partiellement transmis (2 affaires sur 4).

Enfin, sur le plan patrimonial, **l'analyse approfondie menée sur les flux comptables par affaire confirme un point de satisfaction de ce contrôle** : les passifs de concession (PR et DE) constitués sur la quote-part d'ouvrages retirés (déterminée via le taux de retrait issu du diagnostic terrain) sont intégralement réaffectés en financement concédant sur les actifs créés dans le cadre des immobilisations PDV.

Ainsi, sur l'échantillon, les montants de passifs à réaffecter s'élèvent à 62 k€, et les montants effectivement réaffectés en financement concédant sont également de 62 k€, soit un écart nul.

Ce résultat traduit une mise en œuvre conforme du mécanisme de réaffectation des passifs dans le cadre de la PDV.

En revanche, **un point de vigilance concerne la temporalité de la « liquidation » comptable des passifs. En effet, les dates de liquidation comptable des passifs associées aux opérations analysées se situent toutes à octobre 2025, soit de plusieurs mois à plus de deux ans après les dates de mise en service comptable** (juillet 2023 à septembre 2024). Sans remettre en cause la correcte réaffectation constatée, ce décalage allonge la période durant laquelle les opérations ne sont pas totalement finalisées du point de vue comptable, ce qui peut compliquer les rapprochements en cours d'exercice et le pilotage du programme.

En conclusion, les opérations de PDV mises en œuvre à fin 2024 sur la concession Sy.MEG apparaissent globalement cohérentes au regard de leurs justifications techniques et de leur ciblage fondé sur l'incidentologie. La réaffectation des passifs de concession associés aux ouvrages déposés est réalisée de manière conforme.

Les principaux axes de progrès concernent la consolidation de la traçabilité diagnostic → travaux réalisés → mise à jour patrimoniale, la clarification des écarts ponctuels entre coût chantier et valeur immobilisée, la temporalité de la liquidation comptable des passifs et la mise en place d'un suivi de l'incidentologie "avant/après travaux de PDV" permettant, sur les prochains exercices, de démontrer objectivement le gain de fiabilité associé aux investissements de PDV.

Points saillants :

- A fin 2024, les travaux de PDV réalisés par EDF-SEI sur la concession du Sy.MEG représentent 11,5 km traités pour 0,8 M€ immobilisés, concentrés sur 4 affaires (échantillon analysé exhaustif à date) ;
- Le ciblage des chantiers de PDV par EDF-SEI est fondé sur la non-fiabilité historique des tronçons traités : les dossiers de PDV réalisés sont en effet justifiés par un historique d'incidents sur 3–4 ans sur les départs/antennes concernés : le REX d'incidentologie est donc bien un critère structurant de décision ;
- Point positif : les passifs de concession (PR et DE) sont correctement réaffectés : 62 k€ de passifs liés aux ouvrages déposés (calculés via le taux de retrait résultant du diagnostic technique) ont été réaffectés intégralement en financement concédant sur les nouveaux actifs PDV ;
- Point de vigilance : délai de liquidation comptable : liquidation des passifs en octobre 2025, soit jusqu'à plus de 2 ans après certaines mises en service comptables ; toutefois cela n'affecte pas le respect de la méthodologie comptable mais réduit la lisibilité du suivi ;
- Recommandation clé : mesurer l'impact : mettre en place un suivi incidentologie "avant/après travaux de PDV" (sur plusieurs années) sur les tronçons traités, en distinguant autant que possible incidents structurels (usure naturelle, etc.) vs climatiques, pour objectiver le gain sur la continuité d'alimentation ;



Syndicat Mixte d'électricité de la Guadeloupe – Sy.MEG

Analyse comptable et financière de la concession Provisions pour renouvellement Dettes et créances réciproques

Exercice 2024

Janvier 2026 — Version 1

www.aeconseil.fr

18, rue de la Pépinière – 75008 PARIS
+33(0)1 44 70 78 10
contact@aeconseil.fr

Table des matières

INTRODUCTION	4
1. LA VALORISATION DES OUVRAGES CONCEDES	6
1.1 DEFINITION DU PERIMETRE CONCEDE	6
1.2 ANALYSE GLOBALE DE LA VALEUR DES OUVRAGES CONCEDES	8
1.3 EVOLUTION DU PATRIMOINE CONCEDE	12
1.4 ANALYSE DES MODALITES DE VALORISATION DES OUVRAGES MIS EN CONCESSION	13
1.4.1 Synthèse des principes de valorisation des ouvrages en fonction du type de maîtrise d'ouvrage	13
1.4.2 Analyse de la cohérence des coûts unitaires moyens par type de maîtrise d'ouvrage	14
1.5 RAPPEL DES PRINCIPES DE LA VRG (VALORISATION DES REMISES GRATUITES)	19
1.5.1 Rappel du contexte réglementaire	19
1.5.2 Valorisation des ouvrages mis en concession par EDF SEI	20
1.5.3 Immobilisation des ouvrages	21
1.5.4 Cas des créations d'ouvrages	22
1.5.5 Cas des déposes des ouvrages	22
1.6 ANALYSE GLOBALE DES « REQUETES VRG » TRANSMISES PAR EDF DANS LE CADRE DU CONTROLE	24
1.7 ANALYSE D'UN ECHANTILLON DE DOSSIERS : VALORISATION DES OUVRAGES SOUS MOA SY.MEG (AUDIT DES VALORISATIONS DES REMISES GRATUITES (VRG) PAR EDF SEI)	27
1.7.1 Présentation des dossiers et éléments étudiés	28
1.7.2 Comparaison entre les coûts réels du Sy.MEG et les valorisations du concessionnaire (VRG) sur l'échantillon de 12 affaires	29
2. L'AMORTISSEMENT ET LA DEPRECIATION DES OUVRAGES	33
2.1 LES PRINCIPES COMPTABLES D'AMORTISSEMENT	33
2.2 LES DUREES D'AMORTISSEMENT DES OUVRAGES	34
2.3 L'AMORTISSEMENT DES OUVRAGES DANS L'INVENTAIRE	35
3. LES PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT	37
3.1 PRINCIPES GENERAUX DE CONSTITUTION DES PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT	37
3.2 RAPPEL DES SPECIFICITES COMPTABLES DES PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT SUR LE TERRITOIRE DE GUADELOUPE	38
3.2.1 Rappel historique sur le contexte des provisions pour renouvellement sur le territoire de Guadeloupe	38
3.2.2 Précisions sur les mouvements comptables opérés entre 2007 et la date de signature du contrat de 2008	39
3.2.3 Évolution du traitement de la provision pour renouvellement dans le cadre du nouveau contrat de concession du Sy.MEG	42
3.3 LES PROVISIONS CONSTITUEES SUR LES OUVRAGES CONCEDES	43
3.4 L'EVOLUTION DES PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT	45

4.	LES DROITS DU CONCEDANT	48
4.1	LES ELEMENTS CONSTITUTIFS DES DROITS DU CONCEDANT	48
4.2	CALCUL DES DROITS DU CONCEDANT	49
4.3	LES LIMITES DU CALCUL DES DROITS DU CONCEDANT ET DES PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT	50
4.3.1.	<i>L'absence d'amortissement et de provisions pour renouvellement sur les réseaux BT et les postes HTA/BT en zone d'électrification rurale</i>	<i>50</i>
4.3.2.	<i>Les modifications des durées de vie comptable</i>	<i>50</i>
4.3.3.	<i>Décalage entre fin d'amortissement et renouvellement des ouvrages</i>	<i>50</i>
4.3.4.	<i>La gestion comptable des ouvrages non localisés.....</i>	<i>51</i>
4.3.5.	<i>Le traitement comptable du financement des raccordements.....</i>	<i>52</i>
4.4	LA FIABILITE DES ORIGINES DE FINANCEMENT FIGURANT DANS L'INVENTAIRE COMPTABLE	53
5.	L'ESTIMATION DU « TICKET DE SORTIE »	57
5.1	DEFINITION DES DETTES ET CREANCES RECIPROQUES.....	57
5.1.1.	<i>La dette du concédant envers le concessionnaire.....</i>	<i>57</i>
5.1.2.	<i>La dette du concessionnaire envers le concédant.....</i>	<i>58</i>
5.1.3.	<i>L'évaluation du « ticket de sortie »</i>	<i>59</i>
5.2	ESTIMATION DU MONTANT DU TICKET DE SORTIE	60
6.	SYNTHESE ET CONCLUSIONS	63

Introduction

Le Sy.MEG (Syndicat mixte d'électricité de la Guadeloupe), en tant qu'autorité organisatrice de la distribution d'énergie (le concédant), est propriétaire du réseau public de distribution d'électricité en moyenne et basse tension des 32 communes de la Guadeloupe. À ce titre, le Sy.MEG délègue à EDF Archipel Guadeloupe (le concessionnaire) les missions d'exploiter et de développer le réseau électrique guadeloupéen mais aussi la mission de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente.

Le précédent contrat de concession datait de 2008 devait théoriquement arriver à échéance au terme de l'exercice 2038. Le 22 novembre 2023, EDF Archipel Guadeloupe et le Sy.MEG ont signé un nouveau contrat de concession pour le service public de la distribution d'électricité et de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente. Ce contrat est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2024 pour une durée de 30 ans. **L'exercice 2024 est donc la première année du nouveau contrat de concession.**

Cela fait suite à huit mois de discussions qui ont permis aux signataires de définir ensemble les priorités pour le développement du réseau de distribution publique d'électricité pour les trente prochaines années. En effet, le nouvel accord prend en compte les spécificités des Zones Non Interconnectées (ZNI) et les enjeux propres au territoire de la Guadeloupe comme la nécessaire résilience des réseaux aux aléas climatiques. Il inclut un schéma directeur d'investissements (SDI), décliné en programmes pluriannuels (PPI), qui priorisent les investissements pour consolider les réseaux et les adapter aux enjeux de la transition énergétique. Enrichi d'une convention dédiée à la transition énergétique, le nouveau contrat aborde ainsi les enjeux liés aux actions de maîtrise de la demande d'électricité et d'efficacité énergétique, de nouveaux usages comme l'autoconsommation et la mobilité électrique ou encore le développement de nouvelles technologies comme le stockage et les smart grids.

En tant que gestionnaire du réseau électrique, EDF a pour mission d'assurer l'exploitation, l'entretien et le développement des réseaux électriques par le raccordement de tous les clients et les producteurs tout en garantissant l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Par ailleurs, EDF fournit l'électricité aux Tarifs Réglementés de vente (TRV) aux près de 230 000 usagers de la Guadeloupe.

La mission première du Sy.MEG est de contrôler les activités confiées au concessionnaire EDF, sur le réseau électrique public. Il assure également la maîtrise d'ouvrage des travaux d'électrification rurale incluant les extensions, les renforcements, les enfouissements et la sécurisation du réseau. Il accompagne les communes volontaires pour la gestion de l'éclairage public et la mise en place des infrastructures de recharge de véhicules électriques.

Comme le contrat de concession précédent, le nouveau cahier des charges prévoit les modalités comptables et financières en cas de renouvellement ou de non-renouvellement du contrat de concession. En cas de renouvellement, le concessionnaire devra notamment restituer à l'autorité concédante l'excédent éventuel des provisions pour renouvellement constituées et non utilisées. Le concédant sera tenu en contrepartie d'affecter cette somme à des travaux sur le réseau concédé.

A noter que, depuis l'entrée en vigueur du nouveau contrat de concession au 1^{er} janvier 2024, EDF a stoppé le mécanisme de dotation à la provision pour renouvellement en contrepartie de l'établissement d'un schéma directeur des investissements (SDI).

Dans le cas où le contrat n'est pas renouvelé avec l'actuel concessionnaire dans les conditions prévues par le contrat (le précédent comme le nouveau contrat de concession entré en vigueur en 2024), il est prévu que :

- Le concessionnaire remet à l'autorité concédante l'ensemble des ouvrages concédés dans « un état normal de service » ;
- Le concessionnaire reçoit de l'autorité concédante une indemnité égale à la valeur nette des ouvrages dans la proportion de son financement initial, cette valeur pouvant être réévaluée conformément à la formule de calcul de l'indemnité de fin de contrat figurant à l'article 49 du cahier des charges et, le cas échéant, en fonction des avenants signés ;
- Le concessionnaire reverse le solde des provisions pour renouvellement constituées et non utilisées ainsi que les amortissements industriels constitués sur la partie de financement des ouvrages du concédant.

En d'autres termes, comme sous le contrat précédent, en cas de non-renouvellement du contrat avec le concessionnaire actuel, il devra être réalisé un solde des dettes et créances réciproques. Ce solde correspondra au ticket d'entrée du futur concessionnaire si les dettes du concédant sont supérieures aux dettes du concessionnaire ou du ticket de sortie de l'actuel concessionnaire dans le cas contraire.

L'objet de ce rapport est double. D'une part, il s'agit d'analyser les principales données comptables communiquées par le concessionnaire dans le cadre de ce contrôle effectué lors du mois d'octobre 2025 et portant sur l'état comptable de la concession à fin 2024 et de les mettre en perspective par rapport aux exercices précédents.

D'autre part, il s'agit d'analyser la valorisation des remises gratuites du Sy.MEG (VRG), notamment sur la base de l'étude d'un échantillon de dossiers. Dans le cadre de l'analyse des écarts de valorisation entre les valorisations effectuées par EDF via son outil VRG et les dépenses réelles engagées par le Sy.MEG pour les ouvrages sous sa maîtrise d'ouvrage (MOA), **une démarche méthodique et exhaustive a été mise en place pour la deuxième fois lors du présent contrôle.** Cette analyse, préalable à celle de l'analyse d'un échantillon de 12 affaires, couvrant l'ensemble de l'exercice 2024 et s'appuie sur des données clés issues de deux sources principales : d'une part la liste des valorisations des ouvrages remis gratuitement, communiquée par EDF, et d'autre part les extractions Sinfoni regroupant les dépenses effectives du Sy.MEG pour chaque affaire. A la suite de cela, l'analyse de la valorisation des ouvrages sous maîtrise d'ouvrage du Sy.MEG s'est effectuée sur la base d'une étude sur un échantillon de 10 dossiers, préalablement sélectionnés par la collectivité et dont les éléments nécessaires à cette analyse ont été demandés en amont de l'audit sur site au concessionnaire et transmis préalablement, ce qui a permis de mener les investigations nécessaires.

La réalisation de cette analyse est basée sur les éléments comptables transmis par le concessionnaire. **Par rapport à la demande qui a été faite au concessionnaire, plusieurs éléments n'ont pas été transmis (ou partiellement) tels que le flux détaillé des provisions pour renouvellement à la maille ouvrage ou la communication du numéro d'affaire EDF dans les requêtes comptables de flux de mise en service et de mise au retrait. Le concessionnaire oppose à nouveau un refus à la communication de ces éléments indispensables à l'expertise des valeurs comptables de la concession.**

1. La valorisation des ouvrages concédés

Le patrimoine concédé se compose de différentes catégories d'ouvrages localisés et non localisés, qui sont exclusivement des immobilisations corporelles, pour des raisons de gestion interne du concessionnaire :

- Les ouvrages **localisés**, comprenant principalement les réseaux HTA, les réseaux BT, les postes HTA/BT, les compteurs numériques et les ouvrages collectifs de branchements (colonnes montantes) depuis fin 2022 identifiés et valorisés au niveau de chaque commune ;
- Les ouvrages **non localisés**, comprenant les transformateurs, les branchements (à l'exception des ouvrages collectifs de branchements) et les appareils de comptages (à l'exception des compteurs numériques qui sont localisés au rythme de leur déploiement), gérés globalement au niveau de la concession, **sans identifiant géographique ni suivi quantitatif** (à l'exception des transformateurs qui sont comptablement quantifiés mais non géographiquement localisés). Ils sont affectés selon une clé de répartition représentative de la concession dans la maille de gestion du concessionnaire correspondant à la Direction régionale (DR) **EDF Archipel Guadeloupe** (l'ensemble de l'archipel des îles de Guadeloupe y compris Saint-Martin et Saint-Barthélemy).

1.1 Définition du périmètre concédé

Au terme de l'exercice 2024, le Sy.MEG est autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité des 32 communes du département de la Guadeloupe (l'intégralité des communes des îles de Basse-Terre et Grande-Terre, la Désirade, Marie-Galante et les Saintes), soit un périmètre identique à celui de l'exercice précédent.

Le cahier des charges de concession définit les périmètres géographiques, c'est-à-dire le territoire sur lequel le service public est concédé, et le périmètre d'exploitation, c'est-à-dire les limites techniques des ouvrages nécessaires à la gestion du service public.

Conformément **aux dispositions du nouveau cahier des charges de la concession de distribution publique d'électricité, et notamment à son article 2 intitulé « Ouvrages concédés »**, le régime de propriété et le périmètre des ouvrages concédés sont désormais définis comme suit.

Les ouvrages concédés comprennent l'ensemble des installations affectées à la distribution publique de l'électricité situées dans le périmètre géographique de la concession, incluant les réseaux HTA et BT, les postes HTA/BT, les branchements, les compteurs et leurs accessoires, ainsi que les concentrateurs de grappes de compteurs.

Conformément aux dispositions de l'article 36 II de la loi du 9 août 2004, les parties des postes sources transformant la haute tension en moyenne tension et leurs accessoires, intégrées au réseau public de distribution, sont la propriété d'EDF, qui les met à la disposition de la concession pendant la durée du contrat. Les autres ouvrages du réseau public de distribution sont la propriété de l'autorité concédante, représentée par la collectivité territoriale ou le groupement de collectivités compétent.

En application des articles L. 346-1 à L. 346-5 du Code de l'énergie (issus de la loi n° 2018-1021 du 23 novembre 2018 dite loi ELAN), les colonnes montantes électriques appartiennent désormais au réseau public de distribution d'électricité, sauf opposition expresse formulée par leurs propriétaires avant le 24 novembre 2020. Elles sont, à ce titre, intégrées dans le périmètre concédé et gérées, exploitées et renouvelées par le concessionnaire. Les colonnes ayant fait l'objet d'une opposition régulière demeurent la propriété de leurs détenteurs privés.

Les ouvrages concédés comprennent également, lorsque ces solutions répondent à l'intérêt général, les moyens de desserte décentralisés non connectés à l'ensemble du réseau, mis en œuvre en accord entre l'autorité concédante et le concessionnaire.

Enfin, les installations d'interconnexions inter-îles (cela concerne notamment les câbles HTA immergés entre Capesterre-Belle-Eau à Marie-Galante, entre Rivière-Sens et les Saintes et entre Saint-François et la Désirade), quel que soit leur niveau de tension, y compris les ouvrages d'atterrage, ne font pas partie des ouvrages concédés.

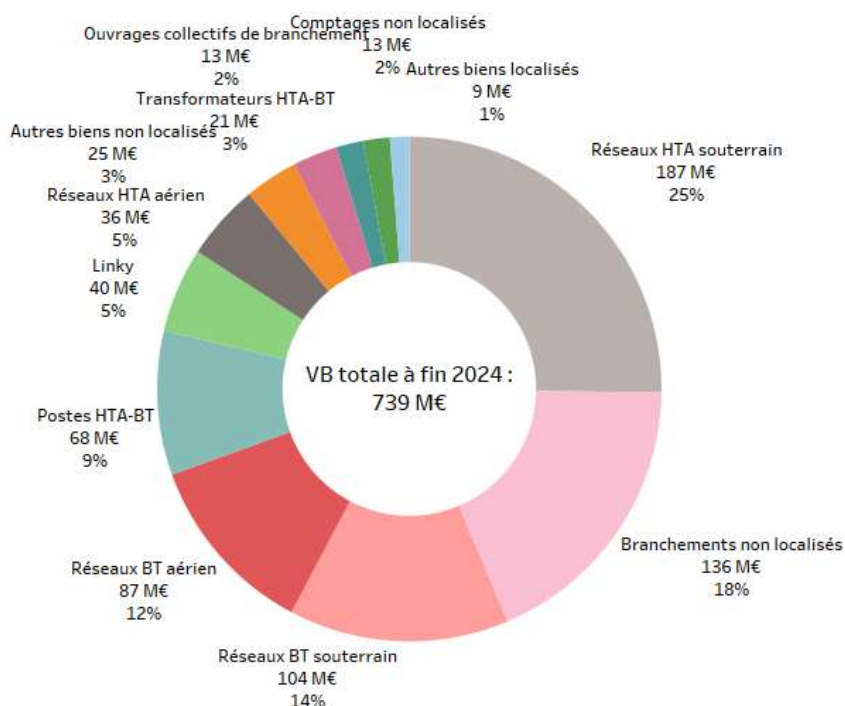
A noter également qu'un inventaire des **biens de reprise** (biens matériels et immatériels affectés par le délégataire à l'exploitation du service qui pourront être rachetés en fin de contrat, notamment les postes sources, les bases de données techniques clientèle, cartographique, etc.), précisant leurs caractéristiques, quantités et valeurs, pourrait être demandé au concessionnaire dans le cadre du contrôle de concession puisque dans le cadre d'autres délégations de service public, le délégataire est tenu d'informer la collectivité délégante sur la valeur et le volume de ces ouvrages.

La valeur des biens de reprise est pourtant loin d'être négligeable, la valeur d'un poste source étant de l'ordre de plusieurs millions d'euros (16 postes sources sont situés sur la concession du Sy.MEG et l'alimentent). Le coût des bases de données peut être également significatif, de l'ordre de plusieurs millions d'euros.

1.2 Analyse globale de la valeur des ouvrages concédés

A fin 2024, le patrimoine de la concession était valorisé à 739M€ en valeur brute : les réseaux HTA et BT représentent à eux seuls 56% des ouvrages concédés. Les branchements, qui sont des ouvrages non localisés, représentent 18% de la valeur des ouvrages de la concession.

Décomposition détaillée du patrimoine concédé à fin 2024



La part des ouvrages non localisés représente 25% de la valeur totale des ouvrages de la concession à fin 2024 :

- La détermination de la valorisation comptable des branchements et des appareils de comptage à la maille de la concession se fait par l'intermédiaire d'une clé de répartition, appliquée à des données interrégionales (maille DR, c'est-à-dire archipel des îles de Guadeloupe ainsi que Saint-Martin et Saint-Barthélemy), fonction du nombre de clients, (immobilisation sur le code commune « générique » B0761).

A noter également que, depuis fin 2022, les ouvrages collectifs de branchements (colonnes montantes) sont désormais comptablement « localisés » par EDF SEI, comme Enedis en métropole ;

- Les transformateurs (3% de la valeur brute) sont des ouvrages non localisés car ils ne sont pas affectés par commune. A la différence des deux autres catégories d'ouvrages non localisés, les transformateurs sont immobilisés mensuellement. Ils sont affectés comptablement à la maille d'exploitation, qui correspond également au territoire de la Guadeloupe, et donc de la concession (ce qui n'est pas toujours le cas en métropole avec Enedis puisque la maille d'exploitation du concessionnaire ne recouvre pas systématiquement strictement le même territoire que celui de la concession).

La localisation de ces ouvrages non localisés permettrait d'avoir une connaissance suffisamment précise du patrimoine et permettrait le rapprochement des bases technique et comptable. Cela pourrait/aurait pu s'effectuer dans le cadre de la réalisation de l'inventaire des postes HTA/BT pour les transformateurs HTA/BT et de la pose des compteurs communicants pour les branchements.

Pour mémoire, EDF SEI a apporté quelques précisions complémentaires, s'agissant des travaux de localisation des ouvrages de branchements qui ont commencé par les colonnes montantes en 2022 :

« Sur la concession du Sy.MEG, 75% de valeur des actifs est déjà localisée et détaillée. Pour les ouvrages actuellement non localisés, il a été convenu dans le cadre de l'accord cadre EDF – FNCCR relatif au nouveau modèle de contrat de concession, que ces données seront disponibles 5 ans après la signature du nouveau contrat de concession.

Dans le cadre de la mise en œuvre de la loi ELAN, EDF SEI a réalisé des travaux de dénombrement, localisation et description des colonnes montantes qui ont abouti fin 2022 à l'intégration dans les bases patrimoniales de celles qui ne faisaient pas partie auparavant du réseau public de distribution d'électricité.

En complément, en s'appuyant sur les travaux décrits précédemment, les colonnes montantes déjà en concession ont été individualisées et localisées dans les bases patrimoniales. Dorénavant, toute nouvelle colonne montante est décrite individuellement dans une base technique dédiée. Elle est valorisée de manière individuelle dans les bases patrimoniales à sa mise en service.

Par ailleurs, dans le cadre du déploiement des compteurs numériques, tout nouveau compteur numérique posé est valorisé de manière individuelle et localisé dans les bases patrimoniales. »

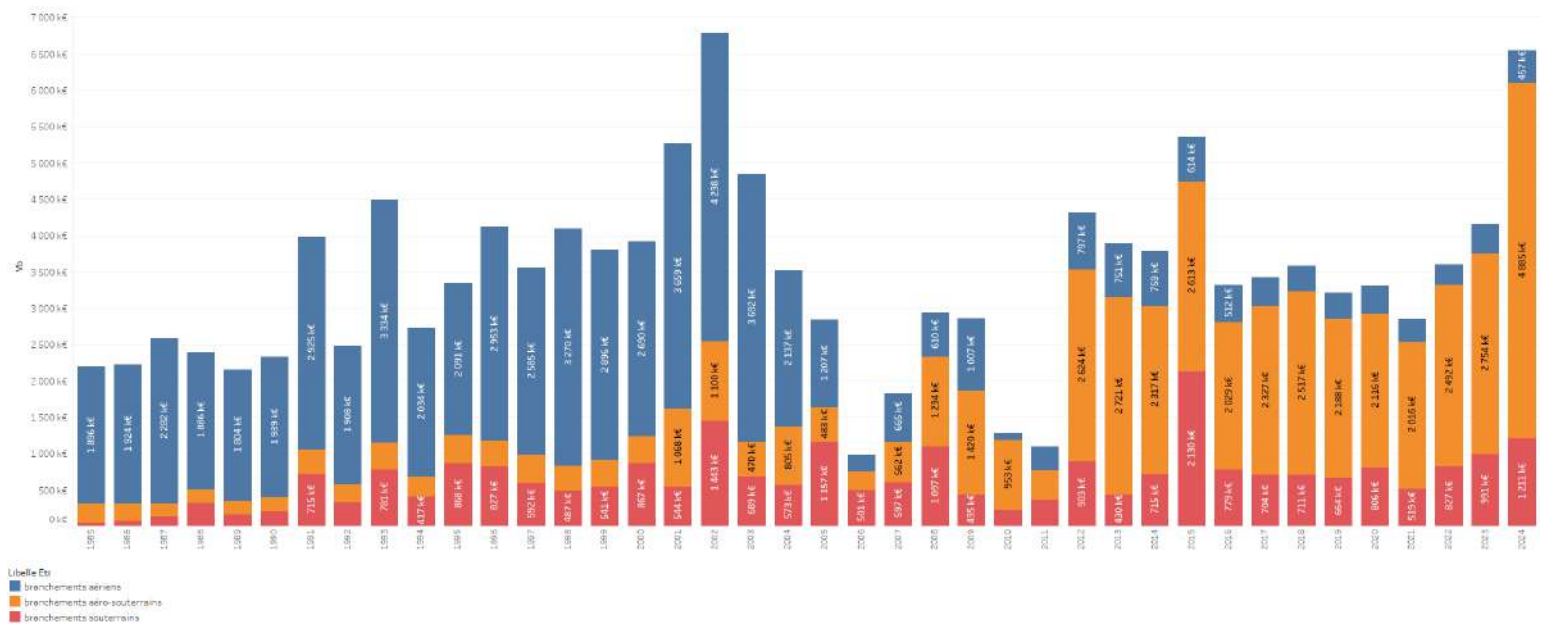
Concernant ces « autres ouvrages non localisés » actuellement encore traités en masse financière dans la base patrimoniale, EDF SEI indique en réponse complémentaire mener des travaux préparatoires visant à réaliser un pré-diagnostic, à identifier des méthodes d'individualisation et de localisation adaptées au contexte des ZNI, et à définir un calendrier de mise en œuvre.

À ce stade, les réponses complémentaires transmises par EDF SEI ne permettent toutefois pas de constater d'évolution concrète par rapport aux constats formulés lors de l'audit sur site. En conséquence, ces travaux demeurent à un stade exploratoire et ne permettent pas, en l'état, de garantir une amélioration effective de la fiabilité de la base patrimoniale sur ce point.

Réception par le préfet : 17/03/2026

Ainsi, s'agissant des **branchements individuels (c'est-à-dire les branchements, hors ouvrages collectifs de branchements, localisés en 2022) et pour les comptages (hors nouveaux compteurs numériques)**, l'inventaire ne présente aucun ouvrage totalement amorti. En effet, le concessionnaire retire automatiquement le 1^{er} juillet de chaque année l'ensemble des ouvrages dont la valeur nette est nulle. Les graphiques ci-dessous illustrent que les branchements (durée de vie comptable de 40 ans) et les comptages (durée de vie comptable de 30 ans, sauf les compteurs électroniques <36 kVA posés depuis 1995) les plus anciens sont datés respectivement de 1985 et de 1995 (et 2005 pour les compteurs électroniques <36 kVA) : aucun ouvrage de chaque type n'est en effet recensé avant ces dates.

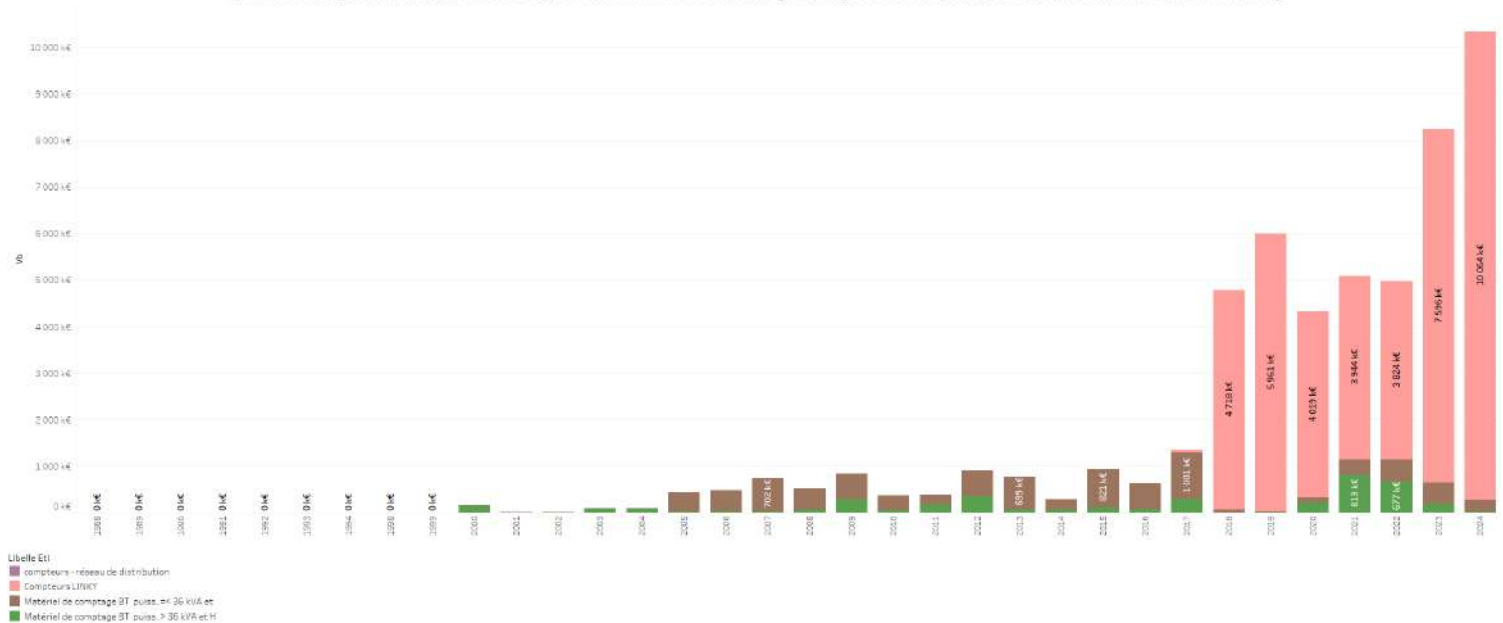
Répartition de la valeur brute des branchements encore non localisés (donc hors colonnes montantes) par année de mise en service
(source : inventaire comptable à fin 2024)



Répartition de la valeur brute des **comptages non localisés (donc hors compteurs numériques)** par année de mise en service

(source : inventaire comptable à fin 2024)

Pyramide des âges comptable en valeur brute par millésime de MES à fin 2024 (Comptage non localisé, Compteurs LINKY, Compteurs marché d'affaire)



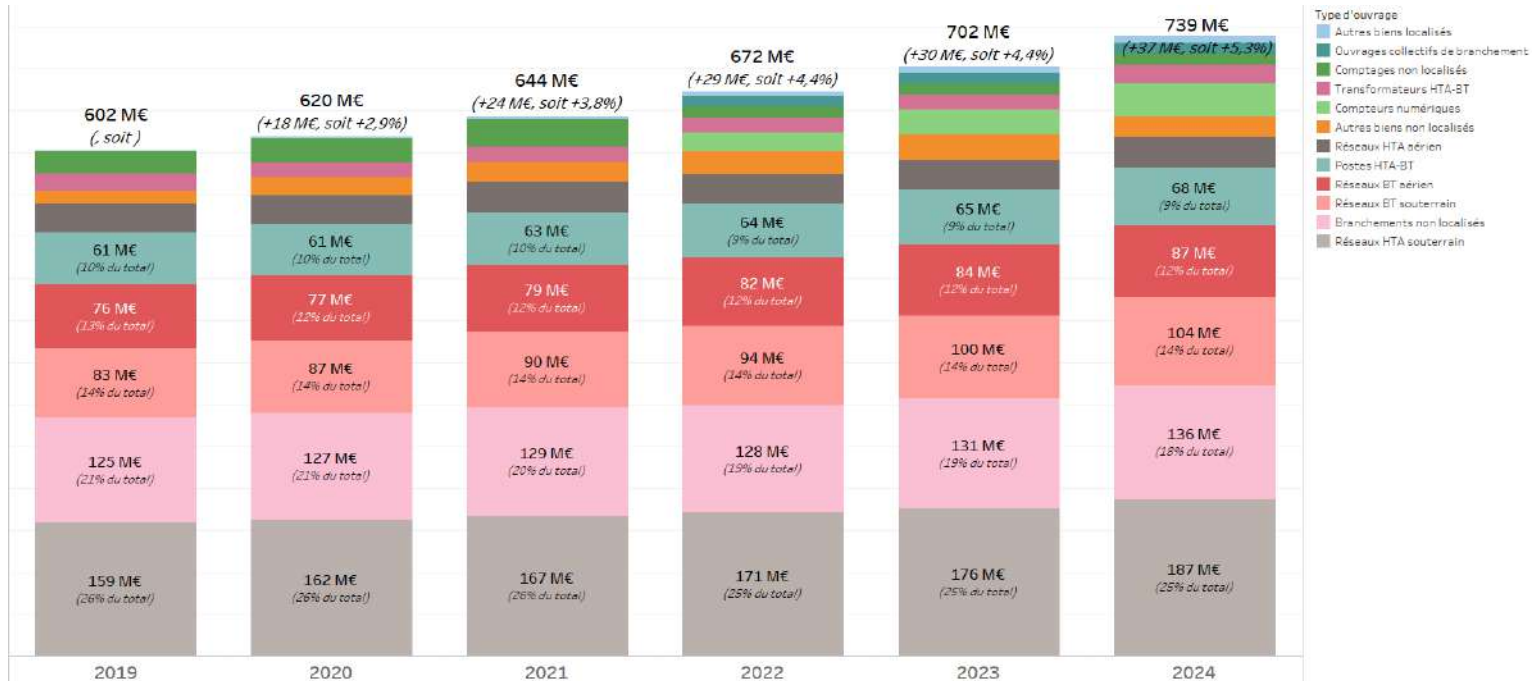
Concernant les comptages, les « creux » sur les millésimes 1995-2004, déjà constatés lors des contrôles précédents), sur des compteurs BT < 36 kVA s'expliquaient par le fait que cette typologie est amortie sur 20 ans, et qu'elle est donc automatiquement sortie de l'inventaire comptable à fin 2024.

En outre, l'inventaire comptable fait ressortir également les compteurs numériques qui ont été déployés en masse depuis l'exercice 2018, pour atteindre 40,2 M€ en valeur brute à fin 2024, soit de l'ordre de 193 €/compteur numérique.

1.3 Evolution du patrimoine concédé

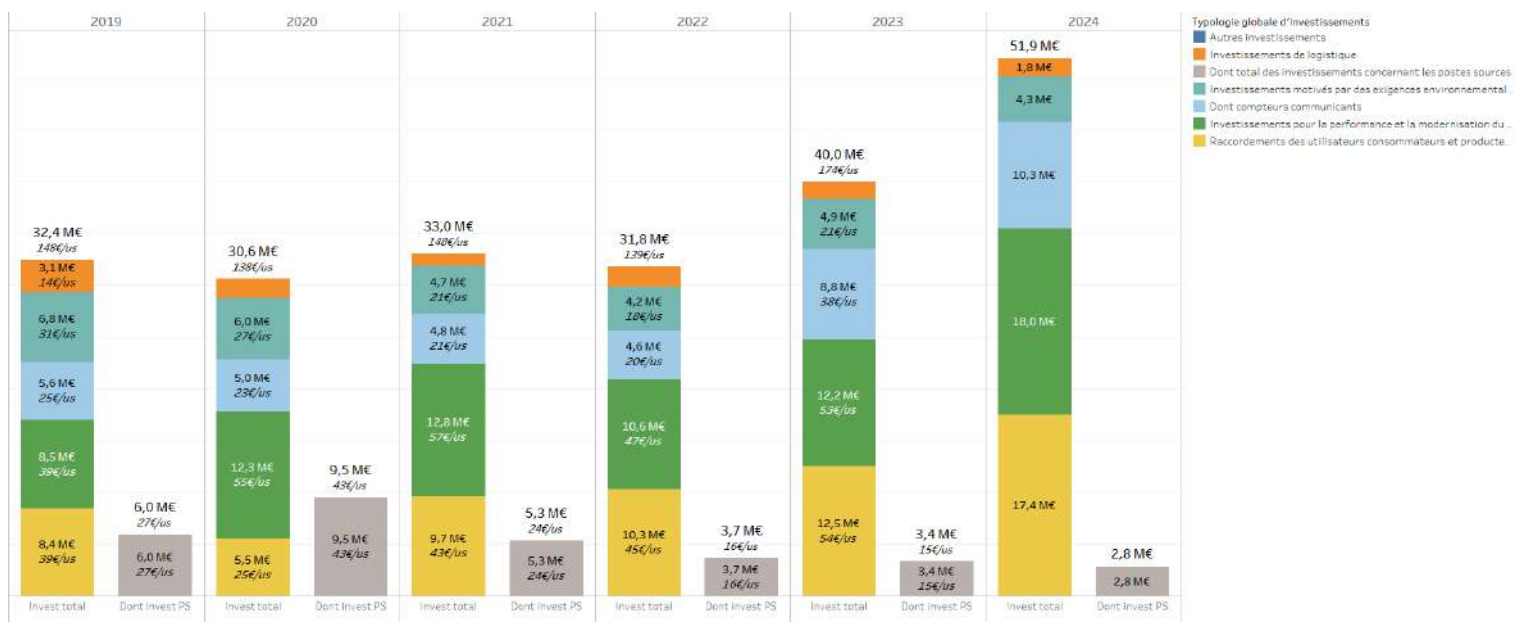
Entre 2023 et 2024, la valeur brute a progressé de +5,3% (+4,4% entre 2022 et 2023), soit +37 M€ (+30 M€ entre 2022 et 2023), passant de 702 M€ à 739 M€.

Evolution de la valeur brute du patrimoine de la concession



Cette forte croissance de la valeur brute du patrimoine concédé est notamment portée par l'augmentation des investissements d'EDF sur la concession au cours des dernières années (+30% entre 2023 et 2024) et notamment par le déploiement en masse des compteurs numériques, portent une partie significative de cette hausse (11 M€ de mise en service comptable en valeur brute sur 2024, 9 M€ en 2023, 5 M€ en 2022). Les réseaux HTA et BT souterrains contribuent également à une partie importante de cette hausse (respectivement +11 M€ et +7 M€ de valeur brute par rapport à 2023).

Evolution des investissements d'EDF SEI sur la concession du Sy.MEG



1.4 Analyse des modalités de valorisation des ouvrages mis en concession

1.4.1. Synthèse des principes de valorisation des ouvrages en fonction du type de maîtrise d'ouvrage

La valorisation des ouvrages mis à l'inventaire dépend de la répartition de la maîtrise d'ouvrage et des apports financiers des contributeurs. Le tableau suivant présente les principes de valorisation des ouvrages dans l'inventaire :

Principes de valorisation des ouvrages selon le régime de maîtrise d'ouvrage

	Maîtrise d'ouvrage EDF SEI	Maîtrise d'ouvrage externe
Valeur brute	CAPEX bruts + remise d'ouvrages partielle valorisée avec l'outil VRG	Remise d'ouvrages totale valorisée avec l'outil VRG
Financement EDF SEI	CAPEX bruts - participations (DO, racc producteurs, ...)	CAPEX bruts (participation article 8, PCT)
Financement concédant	Participations + remise d'ouvrages partielle valorisée avec l'outil VRG	Remise d'ouvrages totale valorisée avec l'outil VRG - CAPEX bruts

Source : EDF SEI

Lorsqu'EDF SEI finance des travaux sous sa maîtrise d'ouvrage ou participe à des travaux réalisés par le syndicat, le montant est valorisé à ses dépenses réelles¹. En revanche, lorsque le syndicat ou un tiers réalise une partie des ouvrages et les remet gratuitement au concessionnaire (par exemple une remise de tranchée pour des travaux d'EDF SEI), leur montant est valorisé avec l'outil de valorisation des remises gratuites (VRG).

Lors des travaux de raccordements réalisés par EDF SEI, les apports financiers des tiers (extension et branchement) ne sont pas immobilisés comme du financement externe lorsqu'ils correspondent à des « contributions ». Ces contributions reçues sont en effet enregistrées en chiffre d'affaires (pas d'immobilisation des contributions reçues en tant que financement externe). Elles sont considérées comme des recettes et apparaissent ainsi dans le compte d'exploitation dans la partie « Produits d'exploitation ». Lorsque les apports financiers des tiers correspondent à des « participations » (facturation hors barème SRU, modification de la solution de branchement), le montant des apports externes est immobilisé en déduction des dépenses du concessionnaire en tant que financement externe.

En outre, concernant les travaux d'extension réalisés par le syndicat, la part couverte par le tarif (PCT) reversée par le concessionnaire au syndicat est, le cas échéant, prise en compte comme du financement concessionnaire.

¹ CAPEX brut correspond aux dépenses de capital, c'est-à-dire aux investissements.

1.4.2. Analyse de la cohérence des coûts unitaires moyens par type de maîtrise d'ouvrage

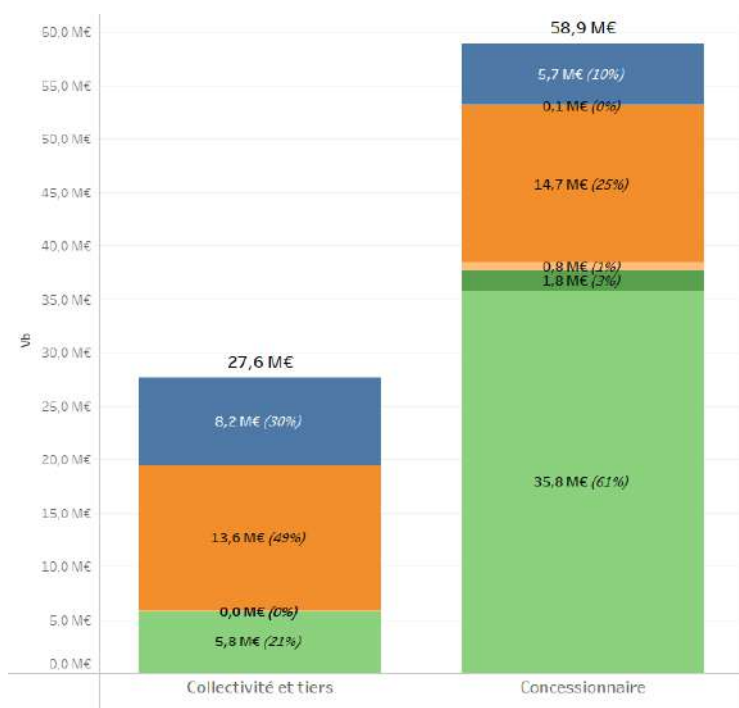
Pour rappel, un des principes de base de la valorisation des remises gratuites (VRG) est de valoriser de manière unilatérale l'ouvrage au coût qu'EDF SEI aurait supporté si c'était le concessionnaire qui l'avait construit, pour les travaux sous régime de maîtrise d'ouvrage du concédant.

Pourtant, l'analyse des coûts unitaires moyens des ouvrages localisés (réseaux HTA et BT) immobilisés par EDF SEI, en distinguant dans cette analyse la maîtrise d'ouvrage d'EDF SEI de celle du concédant (sur la base des requêtes comptables relatives aux mises en service, seuls éléments d'EDF SEI indiquant la répartition des financements), a montré que ce n'était pourtant pas le cas sur les 7 derniers exercices, comme le montrent les graphiques suivants, réalisés sur la base des requêtes des mises en service comptables sur la période 2018-2024.

Les graphiques suivants indiquent, selon la maîtrise d'ouvrage, la répartition des quantités d'ouvrages localisés (réseaux) et des valorisations comptables correspondantes immobilisées sur la période 2018-2024. Pour les principaux types d'ouvrages, ces décompositions sont ensuite déclinées par type d'ouvrage et par millésime comptable afin de faire un suivi des coûts unitaires.

Décomposition par typologie de réseau et par MOA de la valeur brute immobilisée sur la période 2018-2024

(source : flux des MES comptables des ouvrages localisés période 2018-2024)

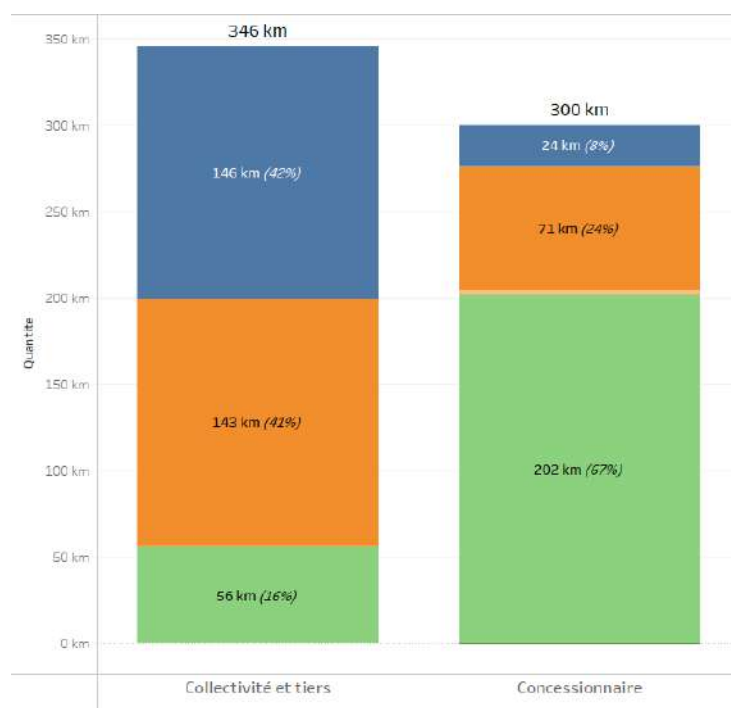


Type de réseau

- canalisation BT - aérien isolé
- canalisation BT - aérien nu
- canalisation BT souterraine
- canalisation HTA - aérien isolé
- canalisation HTA - aérien nu
- canalisation HTA - câble souterrain

Décomposition par type de réseau et par MOA des quantités immobilisées sur la période 2018-2024

(source : flux des MES comptables des ouvrages localisés période 2018-2024)



Les graphiques *supra* font clairement ressortir que les réseaux BT souterrains à eux seuls représente 49% (13,6 M€ sur la période 2018-2024, soit 1,9 M€/an) de la valorisation des réseaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage du Sy.MEG et immobilisés par EDF SEI sur la période 2018-2024. Ils représentent également en moyenne 41% du linéaire de réseau (HTA et BT) mis en service (143 km sur la période 2018-2024, soit plus de 20 km/an). A l'inverse, les réseaux HTA souterrains représentent à eux seuls 61% (35,8 M€ sur la période 2018-2024, soit 5,1 M€/an) de la valorisation des réseaux sous maîtrise d'ouvrage d'EDF SEI. Ils représentent

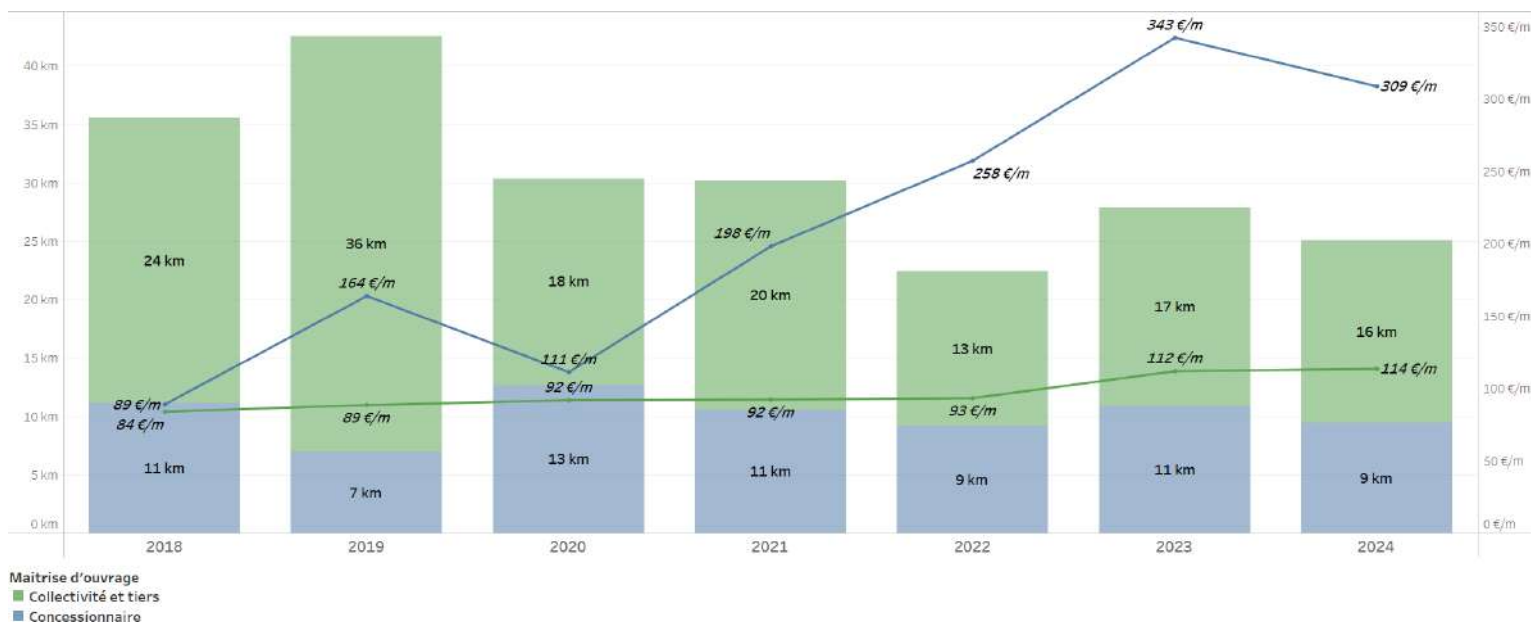
également en moyenne 67% du linéaire de réseau (HTA et BT) mis en service (202 km sur la période 2018-2023, soit 29 km/an).

1.4.2.1 Comparaison des coûts unitaires moyens des réseaux BT souterrains selon le régime de maîtrise d'ouvrage

Concernant les réseaux BT souterrains, représentant l'essentiel des travaux du Sy.MEG valorisés par EDF SEI :

Linéaires de réseau BT souterrain immobilisés et coûts unitaires (CU) associés par type de MOA et par exercice comptable

(Source : requêtes EDF SEI MES comptables 2018-2024)



Il ressort qu'en moyenne, sur la période 2018-2024, le coût unitaire du réseau BT souterrain immobilisé est plus de 2 fois inférieur lorsqu'il s'agit d'affaires sous MOA Sy.MEG (95 €/m) plutôt que d'affaires sous MOA EDF SEI (207 €/m), démontrant ainsi un biais important dans le processus de valorisation, défavorable à la Collectivité, cette typologie d'ouvrage représentant la majorité des ouvrages remis gratuitement par la Collectivité à EDF SEI (cf. analyse *supra*).

A noter que cet écart, relativement maîtrisé sur 2018-2020, avait eu tendance à se dégrader sur 2020-2023, pour se réduire en 2024, vraisemblablement en raison d'une mise à jour du barème VRG d'EDF en octobre 2023.

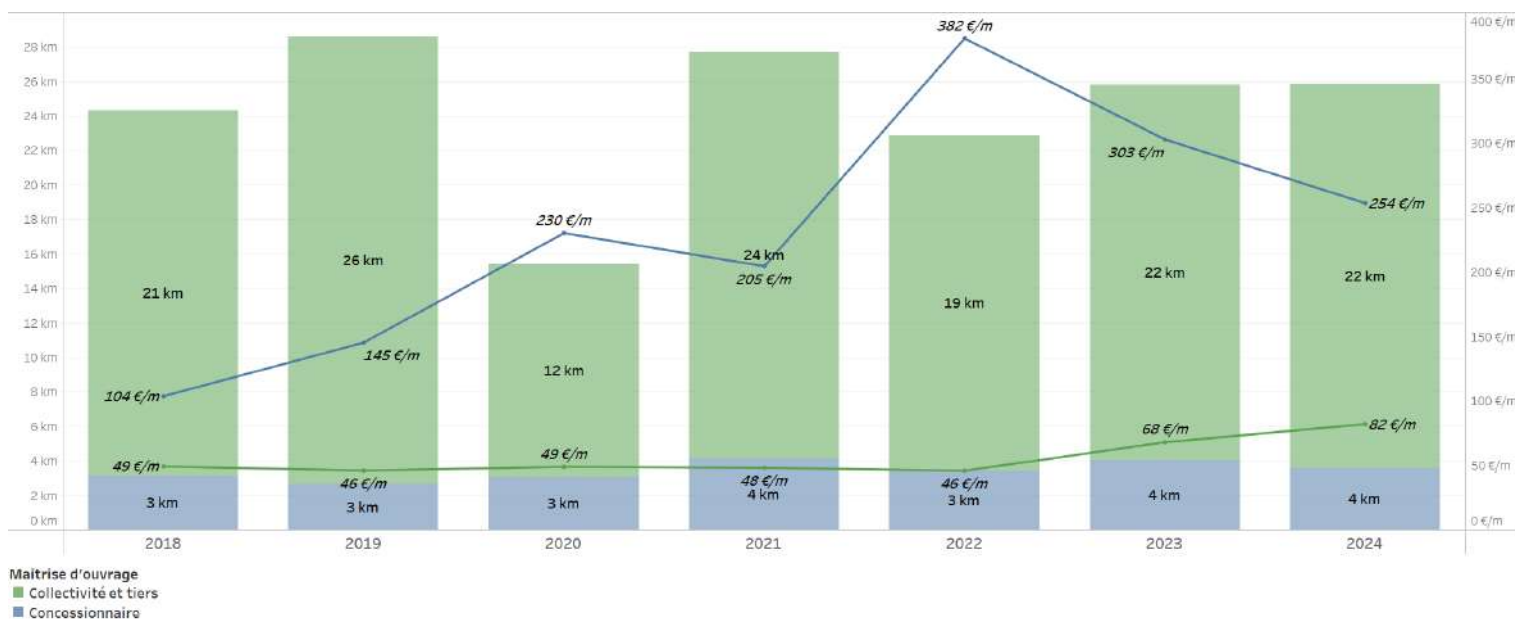
Remarquons toutefois qu'EDF SEI est maître d'ouvrage sur cette typologie de réseau sur à peine une dizaine de kilomètres chaque année contre près du double pour le Sy.MEG.

1.4.2.2 Comparaison des coûts unitaires moyens des réseaux BT aériens torsadés selon le régime de maîtrise d'ouvrage

Concernant les réseaux BT aériens torsadés, représentant une part relativement faible des travaux du Sy.MEG valorisés par EDF SEI (cf. analyse menée *supra*) :

Linéaires de réseau BT torsadé immobilisés et coûts unitaires (CU) associés par type de MOA et par millésime de mise en service

(Source : requêtes EDF SEI MES comptables 2018-2024)



Il ressort qu'en moyenne, sur la période 2018-2024, le coût unitaire du réseau BT torsadé immobilisé est près de 5 fois inférieur lorsqu'il s'agit d'affaires sous MOA Sy.MEG (56 €/m) plutôt que d'affaires sous MOA EDF SEI (238 €/m), démontrant ici encore un biais important dans le processus de valorisation, en défaveur de la Collectivité, bien que cette typologie d'ouvrage représente une part moindre des ouvrages remis gratuitement par la Collectivité à EDF SEI (cf. analyse menée *supra*). A noter que cet écart s'est nettement creusé pour atteindre un pic en 2022 avant de se réduire lentement en 2023 puis 2024, vraisemblablement en raison d'une mise à jour du barème VRG d'EDF en octobre 2023.

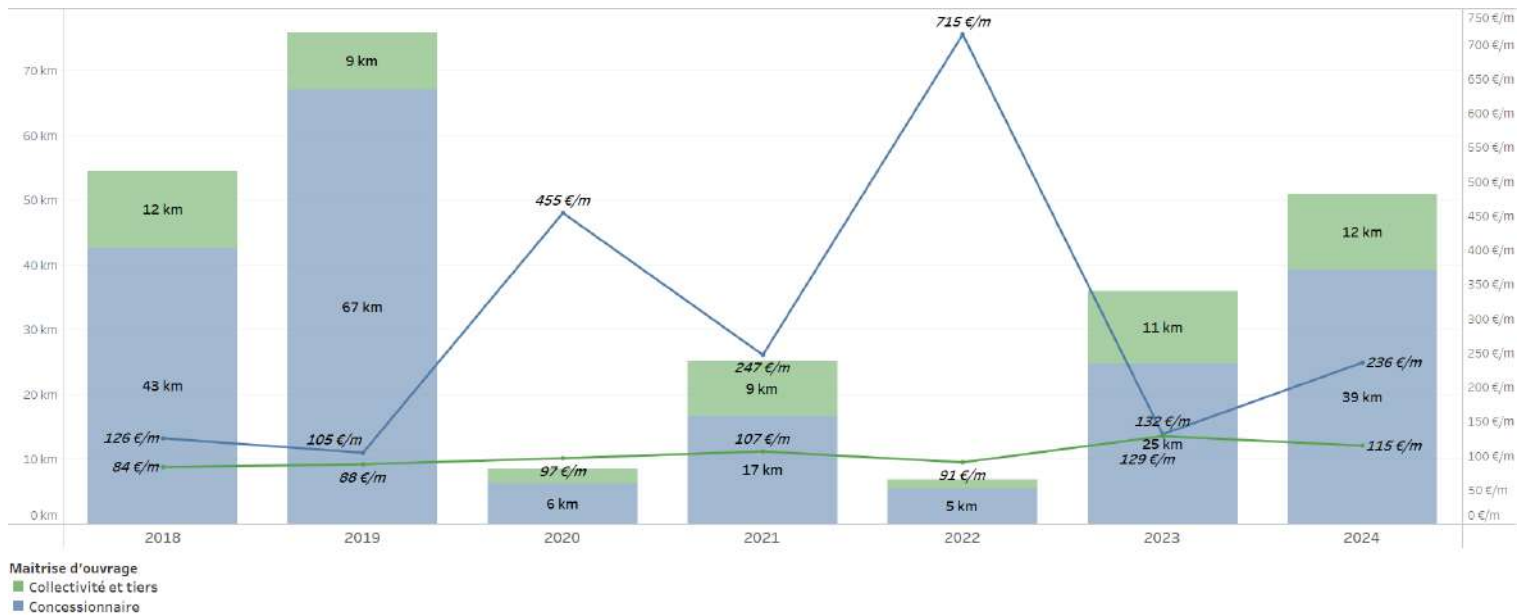
Remarquons toutefois qu'EDF SEI est maître d'œuvre sur cette typologie de réseau sur à peine quelques kilomètres chaque année contre plus d'une vingtaine de kilomètres chaque année pour le Sy.MEG, mais bénéficie peut-être d'économies d'échelles au niveau *supra*-concessif.

1.4.2.3 Comparaison des coûts unitaires moyens des réseaux HTA souterrains selon le régime de maîtrise d'ouvrage

Concernant les réseaux HTA souterrains, représentant également une part non négligeable des travaux du Sy.MEG valorisés par Enedis :

Linéaires de réseau HTA souterrain immobilisés et coûts unitaires associés par type de MOA et par millésime de mise en service

(Source : requêtes EDF SEI MES comptables 2018-2024)



L'année 2020 est exclue de la présente analyse des coûts unitaires en raison des linéaires immobilisés extrêmement faibles, en particulier sous MOA EDF SEI, vraisemblablement en lien avec la crise sanitaire.

Il ressort qu'en moyenne, sur la période 2018-2024, le coût unitaire du réseau HTA souterrain immobilisé est 41% inférieur lorsqu'il s'agit d'affaires sous MOA Sy.MEG (104 €/m) plutôt que d'affaires sous MOA Enedis (177 €/m), démontrant ainsi, là-encore, un biais dans le processus de valorisation, cette typologie d'ouvrage représentant toutefois une faible part des ouvrages remis gratuitement par la Collectivité à EDF SEI (une dizaine de kilomètres en moyenne chaque année).

Ainsi, quelque-soit la typologie de réseau considéré, **les coûts unitaires moyens sont nettement inférieurs lorsqu'il s'agit de chantiers sous maîtrise d'ouvrage du concédant par rapport aux chantiers sous maîtrise d'ouvrage EDF SEI**. Ces écarts, observés de manière récurrente sur quasiment l'ensemble des typologies d'ouvrages, sont d'autant plus marquants qu'ils peuvent atteindre des ordres de grandeur importants, parfois supérieurs à un facteur deux.

Or, le **principe même de l'outil de valorisation des remises gratuites (VRG) repose sur l'hypothèse que les ouvrages réalisés sous maîtrise d'ouvrage du concédant doivent être valorisés comme s'ils avaient été exécutés par le concessionnaire**, sur la base de coûts unitaires représentatifs des coûts réellement supportés par EDF SEI. À ce titre, les écarts observés interrogent directement la pertinence du barème VRG utilisé.

Dans le cadre des réponses complémentaires apportées à la suite de l'audit sur site, EDF SEI indique que le barème VRG a fait l'objet d'une mise à jour en juin 2023, après une période prolongée sans réévaluation, la précédente remontant à 2015. EDF SEI précise également que ce barème est commun à l'ensemble des territoires SEI et qu'il n'existe pas, à ce stade, de déclinaison spécifique par zone non interconnectée (ZNI), ni de mécanisme automatique de revalorisation périodique fondé sur l'évolution des coûts ou sur l'inflation.

EDF SEI n'a en revanche pas été en mesure de préciser la valeur moyenne de la revalorisation intervenue en 2023, ni son impact par typologie d'ouvrage, ce qui ne permet pas d'apprécier la portée réelle de cette mise à jour. Par ailleurs, EDF SEI indique que le barème VRG ne fait pas l'objet d'une indexation automatique sur l'inflation, y compris dans le contexte inflationniste marqué observé ces dernières années.

Surtout, au regard des analyses comparatives de coûts unitaires présentées *supra*, **cette revalorisation annoncée en 2023 ne se traduit pas dans les chiffres observés. Les écarts de coûts unitaires entre les ouvrages immobilisés sous maîtrise d'ouvrage du concédant et ceux immobilisés sous maîtrise d'ouvrage d'EDF SEI demeurent significatifs en 2024, et tendent même à s'accroître par rapport aux exercices précédents**, alors même que la revalorisation du barème VRG aurait dû favoriser une convergence progressive des coûts.

Interrogée sur ces écarts persistants et sur les modalités de détermination des coûts unitaires, **EDF SEI n'apporte pas d'éléments méthodologiques précis permettant d'en expliquer les causes techniques ou économiques**. EDF SEI indique en revanche que ces sujets font actuellement l'objet de travaux dans le cadre d'un groupe de travail national associant la FNCCR, les AODE et EDF SEI, portant notamment sur les modalités de valorisation des ouvrages, la prise en compte des coûts réels et l'évolution des barèmes.

Si l'existence de ce groupe de travail témoigne de la reconnaissance, par EDF SEI, du caractère structurel des difficultés liées à la VRG, **elle ne constitue pas, en l'état, une réponse opérationnelle aux constats formulés dans le cadre du présent contrôle**. Aucun calendrier, aucune trajectoire de correction ni aucune déclinaison spécifique à la concession contrôlée n'ont été communiqués.

En conséquence, les constats relatifs aux écarts de coûts unitaires et à la sous-valorisation des ouvrages réalisés sous maîtrise d'ouvrage du concédant demeurent pleinement valables à l'issue de l'analyse des réponses complémentaires d'EDF SEI. Ces éléments traduisent une inadéquation persistante entre le barème VRG et les coûts réellement supportés par le concédant, remettant en cause la capacité du dispositif actuel à assurer une valorisation fidèle et équitable des remises gratuites.

A souligner toutefois que cette analyse n'est pas réalisable en pratique sur les branchements, qui sont traités pas le concessionnaire en tant qu'« ouvrages non localisés » et immobilisés en comptabilité sans quantité. Par ailleurs, les postes HTA/BT, bien que « localisés » dans les bases, ne sont pas finement dénombrés en comptabilité, ce qui ne permet pas cette analyse. Enfin, s'agissant des transformateurs HTA/BT, le rapport d'analyse de cohérence des bases a mis en exergue un manque de fiabilité, empêchant ainsi toute analyse des coûts unitaires.

Afin de confirmer ou infirmer ces constats « macros », il a été procédé *infra* à l'analyse de la valorisation sur un échantillon de dossiers sous MOA du Sy.MEG et valorisés par EDF SEI via l'outil VRG.

1.5 Rappel des principes de la VRG (Valorisation des Remises Gratuites)

1.5.1. Rappel du contexte réglementaire

Pour rappel, deux méthodes sont utilisées pour la valorisation des ouvrages selon la maîtrise d'ouvrage :

- Lorsque le concessionnaire est maître d'ouvrage, le chargé d'affaires immobilise les affaires au coût réel ;
- Lorsque l'autorité concédante est maître d'ouvrage, EDF SEI valorise et immobilise les ouvrages mis en service selon les coûts qu'il aurait subi en tant que maître d'ouvrage.

La valorisation des ouvrages mis en concession par le Sy.MEG s'effectue selon les coûts théoriques qu'EDF SEI aurait subi en tant que maître d'ouvrage. Un outil de valorisation comptable dénommé VRG (Valorisation des Remises Gratuites) a été conçu suite à une réflexion entre Enedis et la FNCCR, pour améliorer la qualité de la valorisation des travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante.

Le protocole d'accord relatif à la mise en œuvre d'une nouvelle procédure de valorisation par le concessionnaire

Le protocole d'accord a pris effet le 1er septembre 2009, et est conclu pour une durée probatoire de deux ans. Une commission nationale a été instituée pour le suivi de la mise en œuvre de ce nouvel outil VRG. Ce protocole a été prolongé le 13 décembre 2011.

Les seuils "d'alerte" sur les écarts en termes de valorisation

- Ce protocole définit des seuils « d'alerte » entre le coût exposé des travaux et la valorisation résultant de l'outil de valorisation qui sont définis comme suit :

Seuils d'alerte sur les écarts en termes de valorisation
Plus ou moins 10% pour les travaux correspondants à des coûts exposés communiqués par l'autorité concédante inférieurs à 10 000 euros. Modifié par la prolongation du protocole VRG : $\pm 1\,000\text{ €}$
Plus ou moins 8%, pour les travaux correspondants à des coûts exposés supérieurs ou égaux à 10 000 euros et inférieurs à 80 000 euros.
Plus ou moins 5%, pour les travaux correspondants à des coûts exposés supérieurs ou égaux à 80 000 euros.

Les modalités de mise en œuvre

Pour chaque ouvrage remis au concessionnaire, en complément du plan de récolement le plus précis possible, et des tableaux de pose et de dépose, l'autorité concédante maître d'ouvrage communique au concessionnaire les éléments techniques significatifs permettant d'appréhender pleinement le dossier, par l'intermédiaire d'une fiche de collecte complétée de la façon la plus exhaustive possible, avec en particulier, à titre indicatif, les coûts exposés par l'autorité concédante maître d'œuvre (auxquels sont intégrés les frais de maîtrise d'œuvre). Cette fiche indique, notamment dans le cas des enfouissements, la nature du sol qui induit par la suite une valorisation différente.

Le concessionnaire doit théoriquement ensuite se rapprocher de l'autorité concédante lorsque la valorisation obtenue s'écarte des coûts exposés au-delà des seuils d'alerte, afin d'analyser conjointement l'écart de valorisation. Le concessionnaire informe ensuite l'autorité concédante d'un éventuel complément de valorisation et de la valorisation retenue à la suite des échanges.

Ce point était toujours en cours d'amélioration au cours de l'exercice 2024.

1.5.2. Valorisation des ouvrages mis en concession par EDF SEI

Lorsque le concessionnaire est maître d'œuvre, il immobilise les ouvrages au coût réel. Ce coût réel inclut la facture présentée par l'entreprise chargée des travaux ainsi que la valorisation de la main d'œuvre interne d'EDF SEI nécessaire au pilotage du chantier.

Dans le cas où une partie des travaux est réalisée par la collectivité ou des tiers (remise de tranchée par exemple), EDF SEI est tenu de les immobiliser. La valorisation de ces remises gratuites est effectuée selon la même procédure que celle mentionnée ci-dessus, **c'est-à-dire à un niveau équivalent à ce qu'aurait coûté l'opération si EDF SEI en avait été lui-même maître d'ouvrage. Ce principe, au cœur du mécanisme de la VRG, garantit que les remises gratuites soient intégrées en comptabilité à leur juste valeur technique et économique, indépendamment du mode de réalisation des travaux.**

Le canevas technique et par conséquent l'outil VRG d'EDF SEI est basé sur celui d'Enedis puisque les matériels et séries de prix sont communs aux deux entités. Pour tenir compte des spécificités propres aux Départements d'Outre-Mer, ils sont cependant majorés d'un coefficient tenant compte des coûts particuliers des frais de transport et de main d'œuvre.

Lors de l'audit sur site en octobre 2025, **EDF SEI a indiqué avoir procédé à une mise à jour de son barème de valorisation des réalisations globales (VRG) en 2023, après une période de huit années sans révision, la précédente mise à jour datant de 2015.**

Une telle absence d'actualisation est d'autant plus problématique que le barème VRG est précisément censé neutraliser les effets de structure entre maîtrises d'ouvrage et garantir une équivalence économique des valorisations.

En effet, dans un contexte fortement inflationniste sur la période récente, marquée par une hausse significative des coûts des matériaux, du transport et de la main-d'œuvre, l'absence de révision annuelle, ou au minimum périodique, du barème interroge sur la fiabilité économique des valorisations opérées par EDF SEI. Un suivi plus régulier, *a minima* annuel, permettrait de garantir la cohérence entre les coûts standards utilisés dans les outils de valorisation (VRG) et les coûts réellement observés sur le terrain.

Il a par ailleurs été observé (cf. *supra*) que, malgré la mise à jour intervenue en 2023, la progression du barème ne reflète pas fidèlement l'évolution des coûts réels : des écarts de valorisation persistants, voire en aggravation, continuent d'être constatés.

EDF SEI a également confirmé que **le barème VRG actuellement appliqué est commun à l'ensemble des zones non interconnectées (ZNI)**, incluant notamment la Corse, La Réunion, la Guyane ou la Guadeloupe. Une telle homogénéité soulève là encore des interrogations, dès lors que les conditions économiques,

logistiques et structurelles diffèrent sensiblement d'un territoire à l'autre : Il apparaît en effet peu vraisemblable que les coûts unitaires de travaux en Corse soient équivalents à ceux de la Guadeloupe, notamment s'agissant des coûts de transport maritime, d'approvisionnement ou de main-d'œuvre locale.

Ainsi, tant sur la périodicité de mise à jour que sur la pertinence territoriale de son barème de référence, EDF SEI gagnerait à renforcer la robustesse et la représentativité de son dispositif de valorisation comptable des ouvrages concédés.

1.5.3. Immobilisation des ouvrages

Quel que soit le maître d'œuvre, le concessionnaire utilise deux outils (bases de données) pour décrire le patrimoine concédé :

- Un outil servant à l'exploitation technique et à la description physique des réseaux ;
- Un outil servant à la traduction comptable des ouvrages concédés.

Ainsi, les informations communiquées par le concessionnaire dans son compte-rendu annuel d'activité proviennent de :

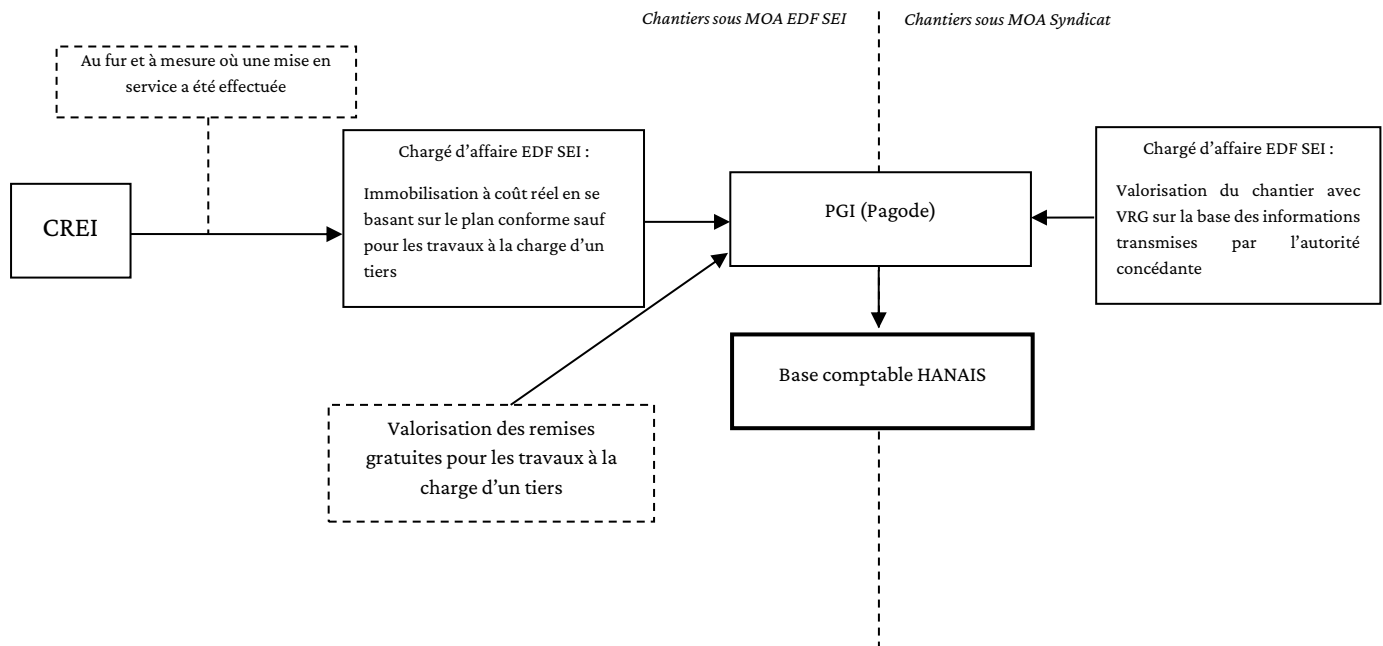
- La base de données techniques lorsqu'il s'agit de linéaires ou d'effectifs ;
- La base de données comptables lorsqu'il s'agit de valorisation du patrimoine.

Dans la pratique la procédure est la suivante :

- La gestion des chantiers est assurée par une base de suivi technique des affaires. À chaque chantier correspond un numéro d'affaire. Lorsque le chantier est considéré comme définitivement achevé et que son coût final est connu, l'affaire est close. Comme le concessionnaire immobilise au coût réel, la valeur brute de l'inventaire comptable doit être égale à la valeur indiquée sur le compte rendu d'investissement de l'affaire (CREI).
- Lorsque l'affaire est sous maîtrise d'ouvrage du syndicat, la valorisation est réalisée par le chargé d'affaires avec VRG à partir des éléments qui lui sont communiqués par l'autorité concédante.
- Une fois l'ouvrage réceptionné, les éléments techniques et comptables sont enregistrés dans les bases correspondantes.

1.5.4. Cas des créations d'ouvrages

Le schéma ci-dessous représente le processus de mise en immobilisation des ouvrages quelle que soit la maîtrise d'ouvrage



Pour les chantiers sous maîtrise d'ouvrage EDF SEI :

Au fur et à mesure de la mise en service des ouvrages, le chargé d'affaire EDF SEI immobilise les éléments du chantier au coût réel dans l'application appelée **"Pagode (PGI)"** qui déverse à son tour les montants des ouvrages dans la base comptable appelée **HANAIS**.

Dans le cas où une partie du chantier est financée par un tiers (collectivité ou un lotisseur) et remise gratuitement au concessionnaire, celle-ci est également valorisée sur la base de coûts estimés.

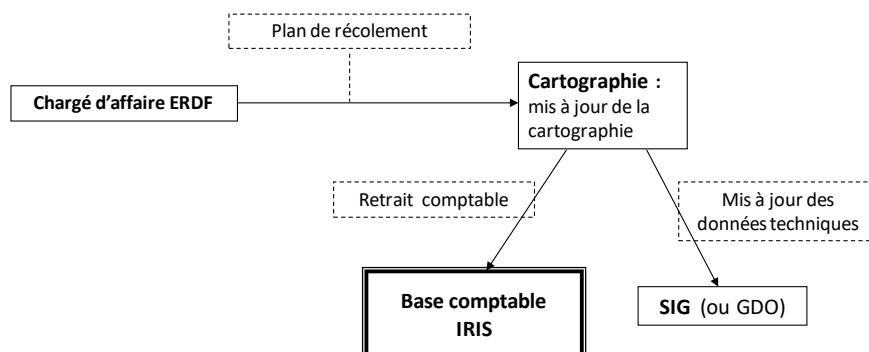
Pour les chantiers sous maîtrise d'ouvrage du concédant :

Pour les chantiers sous maîtrise d'ouvrage du concédant, le concessionnaire valorise avec VRG et inscrit la valeur comptable dans l'inventaire.

1.5.5. Cas des déposes des ouvrages

Concernant les déposes des ouvrages, la même procédure est utilisée quel que soit la maîtrise d'ouvrage.

La dépose des ouvrages est assurée par le service "Cartographie". A partir d'un plan de récolement envoyé par le chargé d'affaire EDF SEI, le cartographe procède à la suppression du tronçon dans la base cartographique mettant à jour, à son tour, l'outil technique et l'outil comptable.



1.6 Analyse globale des « requêtes VRG » transmises par EDF dans le cadre du contrôle

Dans le cadre de l'analyse des écarts de valorisation entre les valorisations effectuées par EDF via son outil VRG et les dépenses réelles engagées par le Sy.MEG pour les ouvrages sous sa maîtrise d'ouvrage (MOA), **une démarche méthodique et exhaustive a été mise en place pour la seconde fois lors du présent contrôle.** Cette analyse couvre l'ensemble des remises gratuites du Sy.MEG valorisées par EDF au cours de l'exercice 2024 et s'appuie sur des données clés issues de deux sources principales : d'une part la liste des valorisations 2024 des ouvrages remis gratuitement, communiquée par EDF, et d'autre part les extractions Sinfoni regroupant les dépenses effectives du Sy.MEG pour chacune de ces affaires. Ces données, collectées en réponse à notre demande initiale, permettent un croisement systématique entre les valorisations EDF et les dépenses Sy.MEG, offrant ainsi une vision globale et précise des écarts de valorisation (VRG) sur l'ensemble des affaires concernées.

Parallèlement à cette approche exhaustive, une analyse approfondie sur un échantillon de 12 affaires a été menée. Cette méthode complémentaire vise à identifier et comprendre les causes potentielles des écarts observés, qu'ils soient liés à des particularités techniques, des méthodologies de valorisation, ou des facteurs conjoncturels. Ce double niveau d'analyse global et sur échantillon permet ainsi de garantir une compréhension complète et rigoureuse de la situation, renforçant la fiabilité des conclusions et recommandations qui en découleront.

L'analyse exhaustive a nécessité un retraitement significatif des données afin d'assurer la fiabilité et la pertinence des comparaisons entre les valorisations d'EDF et les dépenses du Sy.MEG. Ce travail de retraitement a inclus plusieurs étapes essentielles :

- **Conservation de la dernière valorisation transmise par EDF** : étant donné que la requête initiale incluait l'historique complet des valorisations, il a été nécessaire de filtrer les données pour ne retenir que la version finale de chaque valorisation, évitant ainsi les biais liés à des évolutions intermédiaires.
- **Élimination des affaires non croisées** : seules les affaires présentes à la fois dans l'état Sinfoni du Sy.MEG et dans l'état fourni par EDF ont été conservées. Cela a permis d'exclure les affaires qui, par exemple, n'étaient pas encore immobilisées à la date d'analyse ou qui avaient été abandonnées en cours de route.
- **Suppression des doublons sans justification claire** : certaines affaires apparaissaient en doublon dans les bases de données, sans raison explicite. Ces occurrences ont été éliminées afin d'éviter des distorsions dans les résultats.
- **Ajustement des dépenses du Sy.MEG pour prise en compte du taux de MOA** : conformément à la méthodologie du Sy.MEG, les dépenses directes ont été retraitées pour intégrer un taux de maîtrise d'ouvrage AODDE forfaitaire de **12%** appliqué sur l'ensemble du montant de l'affaire (études + maîtrise d'œuvre + travaux). Cet ajustement vise à garantir une comparaison homogène avec les valorisations VRG d'EDF, lesquelles incluent la valorisation de la MOA d'EDF dans le coût total de l'ouvrage.

Ces retraitements ont été indispensables pour garantir une analyse cohérente et exploitable, en alignant les données des deux parties sur une base homogène et représentative de la réalité des valorisations d'affaires en 2024.

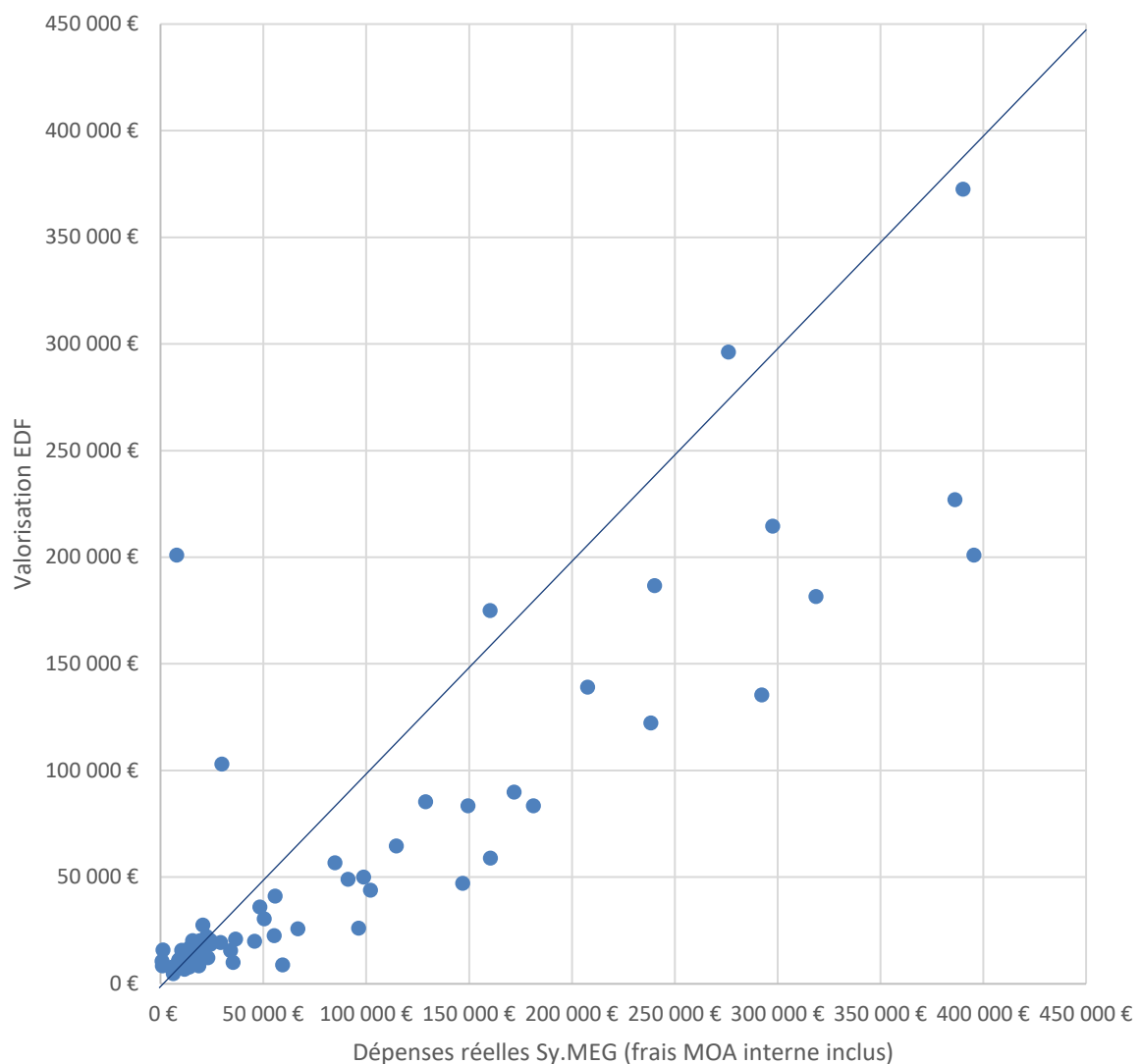
Au terme de ces retraitements, 94 affaires ont été conservées sur les 112 affaires initialement valorisées par EDF au titre de l'exercice 2024, d'après la requête « définitive » transmise dans le cadre du contrôle.

Le graphique *infra* illustre, pour chacune des 94 affaires sous MOA Sy.MEG (après retraitements exposés *supra*) de l'exercice 2024 (chaque point représentant une affaire), la comparaison entre le montant dépensé par le Sy.MEG (en abscisse) et la valorisation correspondante établie par EDF (en ordonnée). La diagonale (droite $y = x$) représente une parfaite correspondance entre les deux montants. Ainsi :

- Si un point se situe **en dessous de la droite**, l'affaire est sous-valorisée par EDF par rapport aux dépenses réelles du Sy.MEG.
- Si un point se situe **au-dessus de la droite**, l'affaire est survalorisée.
- La distance d'un point par rapport à la diagonale indique l'ampleur de l'écart de valorisation, qu'il s'agisse de sous-valorisation ou de survalorisation.

En outre, les points plus éloignés de l'origine correspondent à des affaires plus significatives en termes de montants dépensés et valorisés. Ce graphique permet donc d'apprécier à la fois l'importance des affaires et la nature des écarts de valorisation pour les exercices étudiés.

Valorisation EDF / dépenses réelles du Sy.MEG pour chacune des affaires MES en 2024



Une analyse détaillée de cela a montré que 64 affaires des 94 affaires (68%) présentent une sous-valorisation, 30 présentent une survalorisation (32%).

En outre, 70 affaires des 94 sont hors des seuils du protocole FNCCR (soit 74% des 94 affaires) :

- 11 des 20 (55%) affaires avec dépenses engagées du Sy.MEG inférieures à 10 k€ ;
- 37 sur 51 (73%) affaires avec dépenses engagées du Sy.MEG comprises entre 10 k€ et 80 k€ ;
- 22 sur 23 (96%) affaires avec dépenses engagées du Sy.MEG supérieures à 80 k€.

Sur l'ensemble des 94 affaires "rapprochables" valorisées par EDF en 2024, la comparaison entre les dépenses réelles du Sy.MEG et les valorisations VRG met en évidence un écart significatif. Les dépenses totales du Sy.MEG s'élèvent à 6 001 k€ (y compris la MOA interne de 12%), pour une valorisation totale réalisée par EDF de 4 252 k€, soit un écart absolu de -1 749 k€. Cet écart absolu reflète une sous-valorisation relative de -29 % (calculée comme l'écart divisé par le montant total des dépenses du Sy.MEG MOA interne comprise), ce qui est bien au-dessus de ce qui est constaté par ailleurs dans l'hexagone (de l'ordre de -5 à -10% dans le sens d'une sous-valorisation jusqu'à il y a quelques années, quasiment à l'équilibre aujourd'hui).

À titre de comparaison, lors du précédent audit portant sur les exercices 2022-2023, la même analyse avait mis en évidence une sous-valorisation moyenne de -23%. La situation ne s'est donc pas améliorée ; elle s'est même dégradée, le contrôle de l'exercice 2024 confirmant un élargissement des écarts de valorisation entre les montants réellement engagés par le Sy.MEG et ceux valorisés par EDF via son outil VRG.

Après cette analyse globale couvrant 94 affaires valorisées en 2024, il apparaît nécessaire d'approfondir l'étude en nous concentrant sur un **échantillon représentatif de 12 affaires**. Cette approche détaillée vise à identifier et mieux comprendre les raisons sous-jacentes aux écarts observés entre les valorisations réalisées par EDF et les dépenses engagées par le Sy.MEG.

L'objectif de cette analyse ciblée est d'aller au-delà des constats globaux en explorant des éléments spécifiques, tels que des particularités techniques (écarts sur les quantités, etc.), des méthodologies de calcul (barème VRG utilisé), des retards d'immobilisation ou tout autre facteur susceptible d'expliquer les écarts de valorisation.

1.7 Analyse d'un échantillon de dossiers : valorisation des ouvrages sous MOA Sy.MEG (audit des valorisations des remises gratuites (VRG) par EDF SEI)

Dans la poursuite de ce qui avait été réalisé lors des contrôles précédents, relatifs aux exercices de la période 2013 à 2023 (pas de contrôle sur pièce sur les exercices 2019 et 2020 en raison du contexte sanitaire), le Sy.MEG a souhaité évaluer la valorisation par le concessionnaire des ouvrages qui lui sont remis, ainsi que la qualité de données contenues dans la base de gestion technique des ouvrages sur la base d'un échantillon de 12 dossiers sous MOA du Sy.MEG.

Pour l'analyse de la VRG en 2024, afin de garantir la représentativité de l'échantillon, tant en termes de nature d'opération que de volumétrie financière et conformément aux attentes exprimées par le Sy.MEG, la sélection de l'échantillon a été conçue de manière à panacher les typologies d'affaires selon la répartition suivante :

- 3 affaires de renforcement,
- 3 affaires de sécurisation,
- 3 affaires d'extension,
- 3 affaires d'enfouissement.

Par ailleurs, dans la mesure du possible, le choix des affaires au sein de chacune de ces catégories a été effectué de façon à couvrir les trois seuils de coûts définis par le protocole VRG de la FNCCR, à savoir :

- Un dossier de faible montant (coût exposé < 10 000 €),
- Un dossier de montant intermédiaire ($10\,000\,€ \leq \text{coût} < 80\,000\,€$),
- Un dossier de montant élevé (coût $\geq 80\,000\,€$).

Il s'agit d'examiner l'ensemble des pièces fournies, d'une part, par le concessionnaire, notamment les plans, les liasses des chargés d'affaires, les compte-rendu de mise en cartographie, les restitutions comptables, et d'autre part, par le concédant avec les coûts réels des travaux.

Les coûts réels des travaux sous maîtrise d'ouvrage Sy.MEG (extraction Sinfoni en considérant les paiement hors taxes) ont été communiqués par les représentants du Sy.MEG.

Les éléments attendus d'EDF SEI ont, quant à eux, fait l'objet d'une demande spécifique et cadrée adressée en amont du contrôle. Cette demande précisait de manière détaillée la liste des pièces techniques, administratives et comptables à fournir pour chaque affaire sélectionnée, de façon à garantir l'exhaustivité et la comparabilité des données transmises entre le concessionnaire et le concédant.

1.7.1. Présentation des dossiers et éléments étudiés

Les 12 dossiers sélectionnés sont présentés dans les tableaux ci-après :

N°Audit AEC	N° chantier Sy.MEG	N° EDF	Libellé Sy.MEG
1	2310SCL01-ER	D745/015923	Création d'un départ issu du poste SUCRERIE BEAUSOLEIL (Contraintes BONNE TERRE)
2	2206BAI01-ER	D745/016139	Enfouissement des réseaux à la rue des anciennes écoles
3	2102CAM01-ER	D745/016414	Extension construction individuelle
4	2305PLO01-ER	D745/016393	Création de poste GC de 250 kVA
5	2307MOU02-EXTSAU	D745/016322	Raccordement extension individuelle
6	2107CAP05-ER	D745/015899	Sécurisation des réseaux BT Pont de la Grande Rivière à l'Îlet Pérou
7	2402SLM01-ER	D745/016419	Raccordement extension individuelle
8	2010VFO02-ER	D745/013480	alimentation d'un lotissement de 53 lgts et 7 commerce
9	2107VHA04-ER	D745/016027	Sécurisation du réseau BT aérien
10	2108TDH01-ER	D745/016632	Enfouissement rue JEAN CALOT
11	2409VHA01-ER2	D745/016592	Enfouissement Bld Capitaine Nicolas SUYLLARD
12	2310PCA03-ER	D745/016649	CREATION GC 250 KVA "ANTOINE" REPRISE DEPARTS BT A DESVARIEUX

Il faut préciser que le concessionnaire a accepté de transmettre préalablement à l'audit sur site, et pour l'ensemble des affaires de l'échantillon, les éléments de VRG : **fiches des caractéristiques techniques d'ING-e-Pilot, extraits comptable HANAIS et les extraits de valorisation sous VRG.**

Lors de la réunion de travail qui s'est tenu en octobre 2024 dans les locaux d'EDF SEI à Pointe-à-Pitre, les éléments suivants ont été étudiés :

- Les plans de chacune des affaires (plans de récolement) ;
- Les valorisations des remises gratuites (fiches VRG) ;
- Les fiches d'immobilisations comptables (fiches HANAIS).

Remarque : les coûts réels des travaux sous maîtrise d'ouvrage du syndicat ont été communiqués par les représentants du Sy.MEG.

1.7.2. Comparaison entre les coûts réels du Sy.MEG et les valorisations du concessionnaire (VRG) sur l'échantillon de 12 affaires

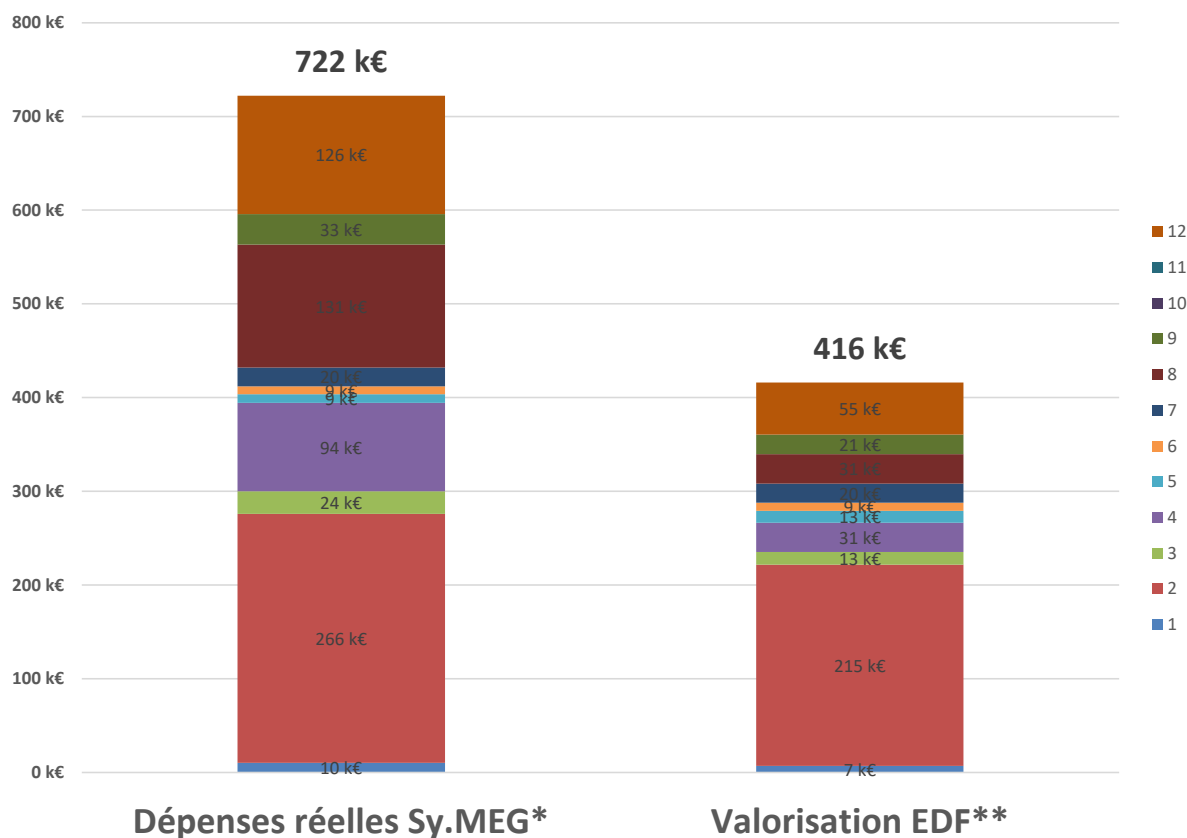
Le concessionnaire immobilise les ouvrages réalisés sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante grâce à l'outil VRG (Valorisation des Remises Gratuites) issu du protocole d'accord entre la FNCCR et Enedis.

Ainsi, dans la poursuite du travail effectué lors des précédents contrôle, l'analyse qui suit a consisté à comparer les montants valorisés par EDF SEI (issus des restitutions VRG) et les montants du coût réel de l'affaire (issus des fiches collectes et des fichiers de suivi d'affaire du Sy.MEG).

EDF SEI indique que la fiabilisation du processus de valorisation et d'immobilisation des remises gratuites s'est poursuivie jusqu'en 2024. Toutefois, les résultats observés sur l'échantillon analysé (cf. *infra*) ne traduisent pas, en l'état, d'amélioration tangible des écarts de valorisation.

Le graphique suivant compare, pour chacun des 12 dossiers analysés, le montant valorisé par l'outil VRG du concessionnaire (Valorisation EDF) avec le coût du chantier pour le Sy.MEG, **hors coûts internes de maîtrise d'ouvrage** (Dépenses Sy.MEG) :

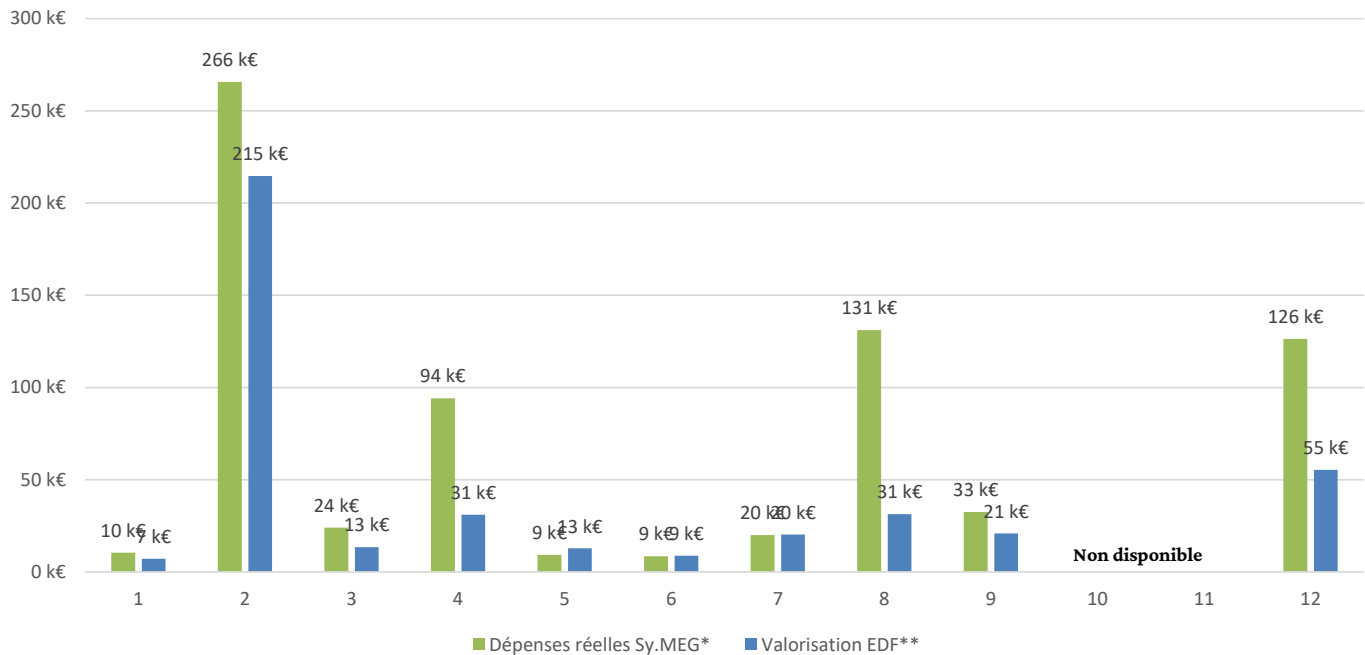
Comparaison par numéro d'affaire de l'échantillon entre dépenses réelles du Sy.MEG* et valorisation EDF**



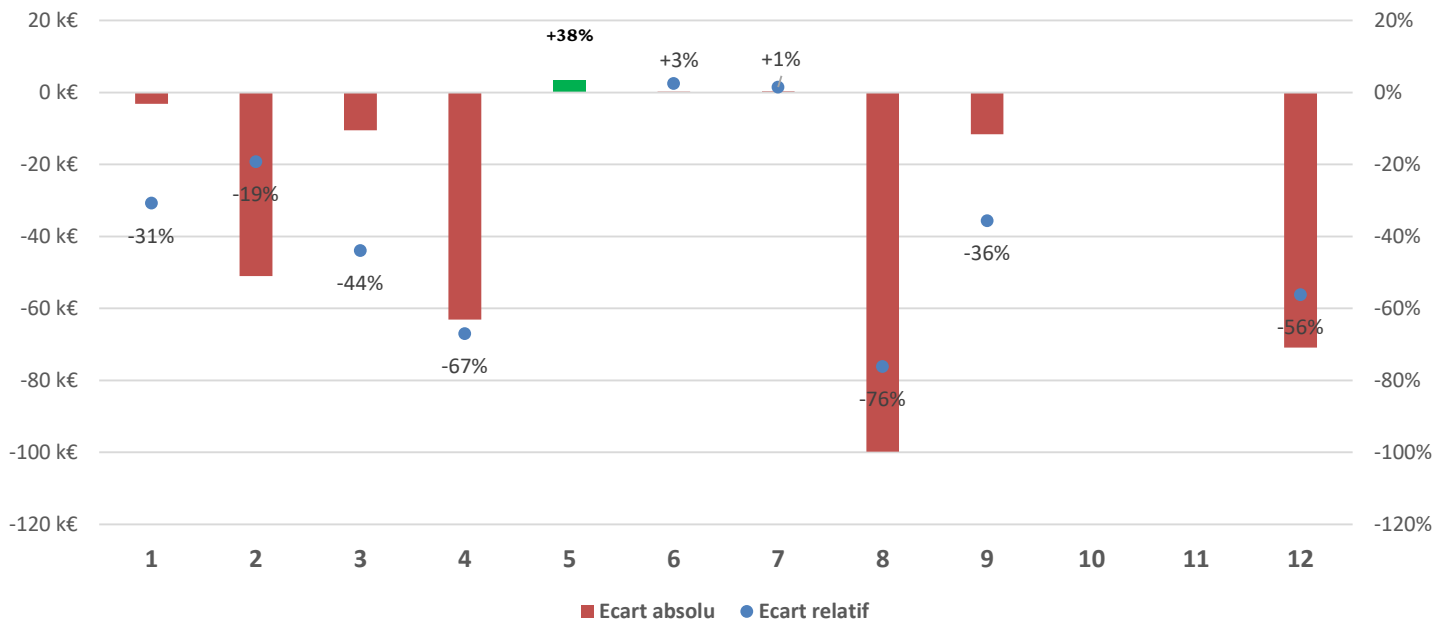
Il ressort globalement, sur 10 des 12 affaires de l'échantillon qui ont pu faire l'objet d'une analyse complète (sur 2 affaires, la n°10 et la n°11, le processus d'immobilisation n'était pas encore terminé au moment de l'audit), un écart dans le sens d'une sous-valorisation par EDF SEI des ouvrages remis gratuitement par le Sy.MEG (de l'ordre de -42% en moyenne sur l'échantillon de 10 affaires valorisées en 2024 : 722 k€ dépensés par le Sy.MEG pour une valorisation par EDF s'élevant à 416 k€).

Les graphiques suivants illustrent les écarts absolus (en €) et en valeur relative (en %) pour chacune des affaires de l'échantillon :

Compéarison entre les dépenses réelles du Sy.MEG* et la valorisation d'EDF** sur l'échantillon



Ecarts de valorisation absolus et relatifs sur l'échantillon



Les analyses précédentes permettent d'observer que sur les 10 affaires clôturées pour le Sy.MEG et pour lesquelles EDF SEI a communiqué les éléments de valorisation, 7 présentent une sous-valorisation, deux sont à l'équilibre tandis qu'une seule présentent une survalorisation.

Sur les 10 chantiers de l'échantillon ayant pu être analysés dans le cadre du contrôle de l'exercice 2024, le montant total des valorisations issues des fiches VRG du concessionnaire s'établit à 416 k€, pour un coût réel supporté par le Sy.MEG de 722 k€, soit un écart global de 306 k€ pour une sous-valorisation de 42 %.

L'analyse détaillée de ces affaires lors de l'audit sur site n'a pas mis en évidence d'anomalies significatives concernant les quantités d'ouvrages valorisées, lesquelles apparaissent globalement conformes aux ouvrages effectivement réalisés et mis en service.

En revanche, les écarts observés s'expliquent principalement par les coûts unitaires appliqués dans le cadre du barème VRG, qui apparaissent structurellement inférieurs aux coûts réellement constatés sur les chantiers du Sy.MEG. Ce constat est cohérent avec l'analyse comparative des coûts unitaires selon la maîtrise d'ouvrage présentée *supra*, laquelle met en évidence des écarts persistants et significatifs entre les ouvrages réalisés sous maîtrise d'ouvrage du concédant et ceux réalisés sous maîtrise d'ouvrage d'EDF SEI.

Ainsi, l'analyse de l'échantillon confirme que les biais de valorisation observés ne relèvent pas d'erreurs ponctuelles ou de difficultés de quantification, mais bien d'une inadéquation du barème VRG aux coûts réels, conduisant à une sous-valorisation systémique des remises gratuites du Sy.MEG.

En outre, le protocole d'accord relatif à la mise en œuvre de la nouvelle procédure de valorisation par le concessionnaire, **les seuils d'alerte sur les écarts en termes de valorisation seraient dépassés pour les 10 affaires de l'échantillon.**

Seuils d'alerte sur les écarts en termes de valorisation (rappel)

Plus ou moins 10% pour les travaux correspondants à des coûts exposés communiqués par l'autorité concédante inférieurs à 10 000 euros.

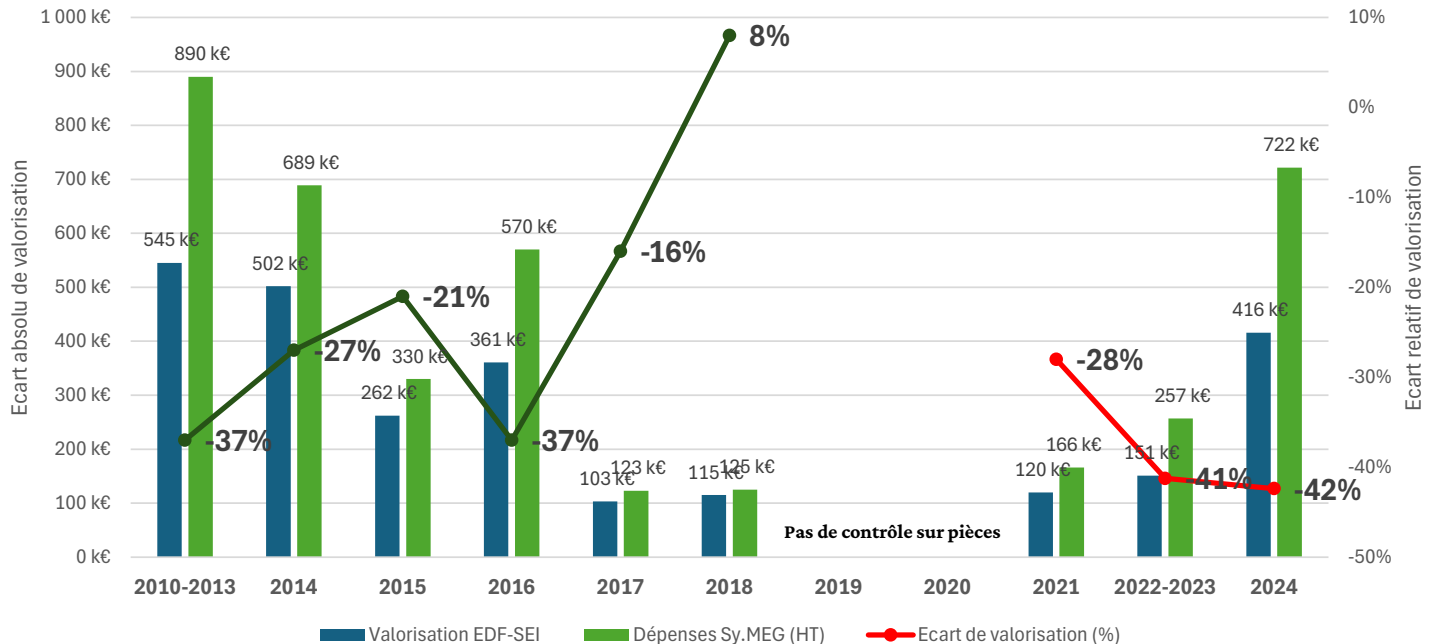
Modifié par la prolongation du protocole VRG : $\pm 1\,000\text{ €}$

Plus ou moins 8%, pour les travaux correspondants à des coûts exposés supérieurs ou égaux à 10 000 euros et inférieurs à 80 000 euros.

Plus ou moins 5%, pour les travaux correspondants à des coûts exposés supérieurs ou égaux à 80 000 euros.

Avec un **écart de -42 % dans le sens d'une sous-valorisation**, l'analyse menée sur l'échantillon de dossiers contrôlés au titre de l'exercice **2024** met en évidence une **nouvelle aggravation des écarts de valorisation**, confirmant et accentuant la dégradation déjà constatée lors du contrôle précédent portant sur l'exercice 2023.

Evolution de l'écart de valorisation en fonction du millésime de l'échantillon contrôlé durant les contrôles successifs menés par le Sy.MEG



En effet, après une phase d'amélioration progressive observée sur la période 2010–2018, au cours de laquelle les écarts de valorisation avaient été significativement réduits (jusqu'à +8 % en 2018), la tendance s'est nettement inversée au cours des exercices récents. À titre de rappel, l'écart s'élevait à -28 % en 2021, puis à -41 % en 2023, pour atteindre désormais -42 % en 2024, toujours dans le sens d'une sous-valorisation des ouvrages réalisés sous maîtrise d'ouvrage du Sy.MEG. Cette évolution est clairement illustrée par le graphique infra retraçant l'historique des contrôles successifs menés par le Sy.MEG.

Les résultats de l'exercice 2024 traduisent ainsi non seulement l'absence d'amélioration attendue à la suite des constats formulés lors des audits précédents, mais également une poursuite de la dégradation, alors même qu'EDF SEI indiquait avoir procédé à une mise à jour de son barème VRG en 2023. Contrairement aux attentes, cette revalorisation ne se traduit pas, à ce stade, par une réduction des écarts observés sur les échantillons contrôlés.

Par ailleurs, les éléments de justification avancés par EDF SEI lors des contrôles précédents — à savoir l'utilisation d'un canevas technique commun avec Enedis, majoré de coefficients censés tenir compte des spécificités des Départements d'Outre-Mer — apparaissent insuffisants pour expliquer des écarts d'une telle ampleur et leur aggravation récente. Les réponses complémentaires apportées dans le cadre du présent contrôle (cf. paragraphe d'analyse des coûts unitaires *supra*) confirment en outre l'absence de revalorisation automatique du barème VRG et l'application d'un barème commun à l'ensemble des ZNI, sans déclinaison territoriale, ce qui interroge sur sa capacité à refléter les coûts réellement supportés localement.

En conséquence, l'analyse de l'exercice 2024 confirme le caractère structurel et persistant des écarts de valorisation sur les remises gratuites du Sy.MEG. L'aggravation observée, malgré la mise à jour du barème VRG intervenue en 2023, remet en cause l'efficacité du dispositif actuel et appelle des actions correctrices substantielles, tant sur la méthodologie de détermination des coûts unitaires que sur la gouvernance et le suivi du barème de valorisation.

2. L'amortissement et la dépréciation des ouvrages

2.1 Les principes comptables d'amortissement

La valeur nette comptable des ouvrages correspond à leur valeur brute diminuée des amortissements cumulés et des dépréciations. Selon le Plan comptable général (article 322), « *l'amortissement d'un actif est la répartition systématique de son montant amortissable en fonction de son utilisation.* »

Selon les principes du Plan comptable général (article 393) :

- Pour les ouvrages que le concessionnaire n'a pas financés, il n'est tenu de les amortir (c'est-à-dire passer une dotation d'amortissement en charge) que lorsqu'il existe une obligation contractuelle d'amortir pour le compte du concédant. La constitution d'amortissements sur les ouvrages financés par le concédant crée ainsi une dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant, dont la traduction comptable est la constatation de droits du concédant exigibles en espèce (compte 170) ;
- Lorsqu'il n'existe pas d'obligation d'amortir pour le compte du concédant précisé dans le contrat, la valeur nette des ouvrages doit être dépréciée, mais sans générer de dotations aux amortissements inscrites dans les charges du concessionnaire.

En application du cahier des charges de concession, le concessionnaire est, dès lors, tenu d'amortir les ouvrages qu'il a financés et les ouvrages qui ont été financés par la collectivité. Toutefois, malgré l'obligation d'amortir les ouvrages financés par le concédant, le concessionnaire n'amortit pas la totalité des ouvrages mis en concession par l'autorité organisatrice. Le tableau suivant récapitule la manière d'amortir d'EDF SEI.

Modalités d'amortissement des financements

Charges par type de bien	Amortissement industriel financement EDF SEI	Amortissement industriel financement concédant
Biens non renouvelables par nature (immeubles, véhicules...)	OUI	NON
Biens renouvelables non ER*	OUI sur durée vie ouvrage	OUI sur durée vie ouvrage
Certains biens renouvelables ER*	OUI sur durée vie ouvrage	NON

* Biens ER = postes HTA / BT et canalisations BT situés dans les communes relevant du régime d'électrification rurale.

EDF SEI amortit donc ses financements quelle que soit la nature des ouvrages mais il n'amortit que partiellement les financements « concédant » (exception des réseaux BT et postes HTA/BT situés en zone ER). Cela conduit donc à avoir des ouvrages pour lesquels aucun amortissement n'est constitué et, incidemment, à réduire la dette du concessionnaire vis-à-vis de l'autorité organisatrice. En revanche, la valeur nette de ces ouvrages est dépréciée dans l'inventaire. **EDF SEI ne respecte donc pas le cahier des charges de concession.**

Toutefois, selon le concessionnaire, il ne constitue pas d'amortissement sur ces ouvrages dans la mesure où il a constaté que les renouvellements des ouvrages situés en zone rurale n'étaient réalisés qu'à hauteur de 20% par lui-même, ce qui d'un point de vue fiscal pourrait lui être reproché (idem qu'en métropole avec Enedis).

Cela a notamment pour effet de défavoriser le concédant dans le calcul du solde des dettes et créances réciproques (cf. analyse du ticket de sortie effectuée *infra*).

2.2 Les durées d'amortissement des ouvrages

La durée d'amortissement est définie par le concessionnaire et celle-ci dépend directement de la nature des ouvrages à fin 2024 :

Durées d'amortissement en vigueur en 2024 sur les principales catégories d'ouvrages

Ouvrages	Durées (ans)
Réseau HTA	40
Sauf réseau immergé	25
Réseau BT	40
Postes HTA/BT	
Bâtiment de poste	45
Appareillage poste maçonné	30
Appareillage poste préfabriqué	30
H61	30
Compteurs	
Mis en service avant 1995	30
BT < 36 kVA mis en service après 1995	20
BT > 36 kVA et HTA mis en service après 1995	25
Branchements	
Individuels	40
Colonnes montantes	60
Transformateurs	30

A noter qu'en métropole, Enedis a procédé à un allongement de la durée de vie comptable de certaines typologies d'ouvrages, et notamment :

- Le réseaux BT torsadés dont la durée de vie comptable est passée de 40 à 50 ans en 2011 ;
- Les transformateurs HTA/BT dont la durée de vie comptable est passée de 30 à 40 ans en 2012 ;
- Les branchements aériens dont la durée de vie comptable est passée de 40 à 50 ans en 2022.

Cela n'a pas été le cas à ce jour chez EDF SEI. Seules les colonnes montantes ont vu leur durée de vie comptable allongée de 40 à 60 ans au 31/12/2022 à la suite de leur localisation.

2.3 L'amortissement des ouvrages dans l'inventaire

A l'exception des terrains, l'ensemble des ouvrages concédés localisés et non localisés sont dépréciés dans l'inventaire comptable. Pour la première fois, **à partir des éléments disponibles pour le contrôle de l'exercice 2024, il a été possible de vérifier le niveau des amortissements des financements « concessionnaire » et ceux des financements « concédant » et de recalculer le montant des dotations.**

La valeur nette des ouvrages concédés s'élève à 402 M€ à fin 2024. La dépréciation des ouvrages est faite sur l'ensemble des ouvrages amortissables. Le taux d'amortissement des ouvrages, c'est-à-dire le rapport du montant des dépréciations sur la valeur brute, est le plus élevé pour les postes HTA/BT, les comptages (hors compteurs numériques) et les réseaux BT aériens nus. Au niveau de la concession le taux est estimé à 45,6% à fin 2024, (46,1% à fin 2023) valeur notamment au niveau de la moyenne nationale d'Enedis (45,6% à fin 2024).

A noter que le taux d'amortissement des ouvrages en concession diminue en 2024 pour la première fois depuis au moins six exercices (45,6 % à fin 2024 contre 46,1 % à fin 2023).

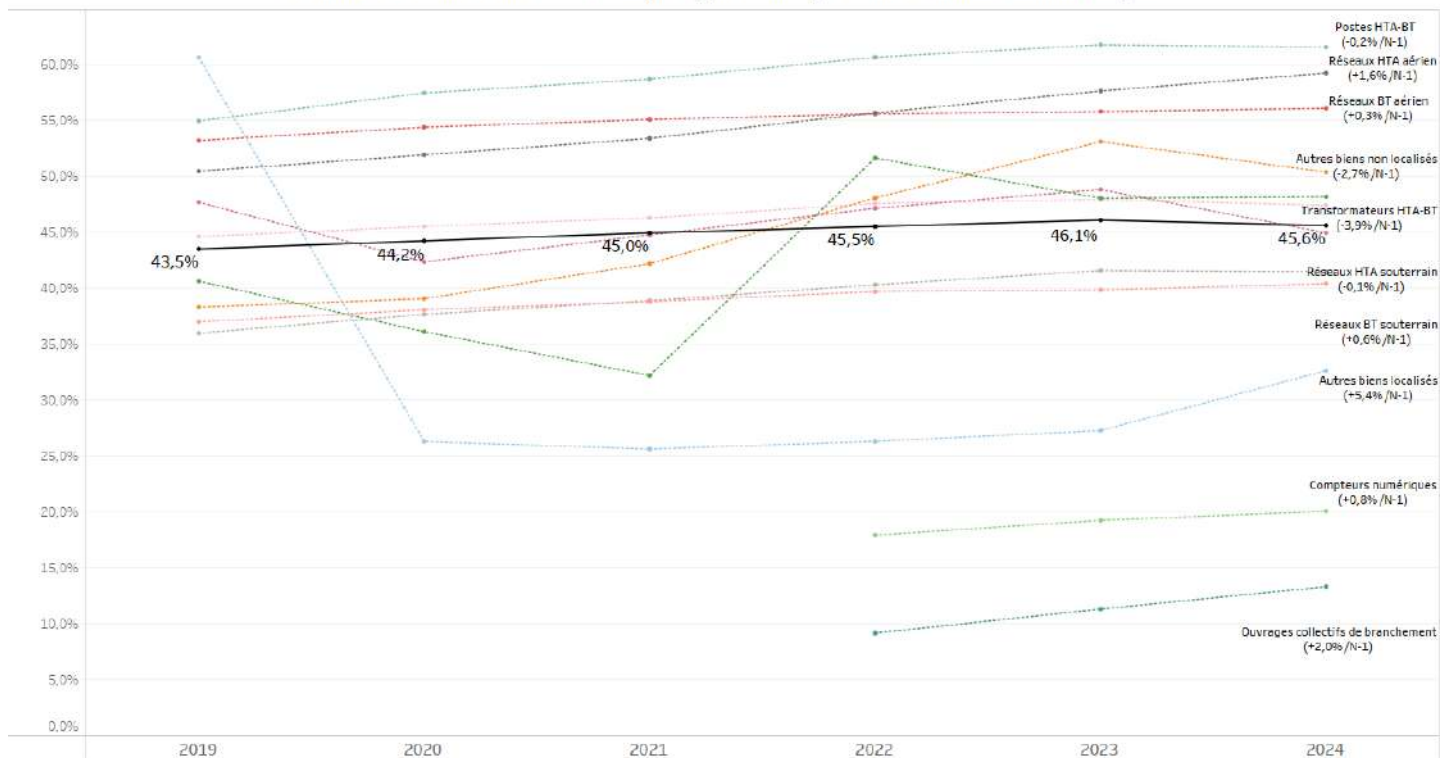
Toutefois, EDF SEI précise dans ses réponses complémentaires que cette diminution ne s'explique pas prioritairement par ses propres investissements et ceux du Sy.MEG, mais par **un décalage entre les flux patrimoniaux de mise en service comptables et techniques**, principalement sur la catégorie des **transformateurs**. En effet, l'audit a mis en évidence une divergence marquée en 2024 entre la base comptable (+200 transformateurs) et la base technique (+32 transformateurs seulement), et indique que ce décalage a un effet direct sur les agrégats financiers, avec une **baisse de 3,9 points du taux d'amortissement sur la catégorie des transformateurs**, entraînant mécaniquement la baisse du taux global en raison du poids de cette catégorie d'ouvrages.

EDF SEI indique en outre en réponse complémentaire qu'aucune action n'est engagée à la maille SEI à ce stade, les causes et actions correctrices étant « en cours d'instruction » à la maille de la DR Guadeloupe.

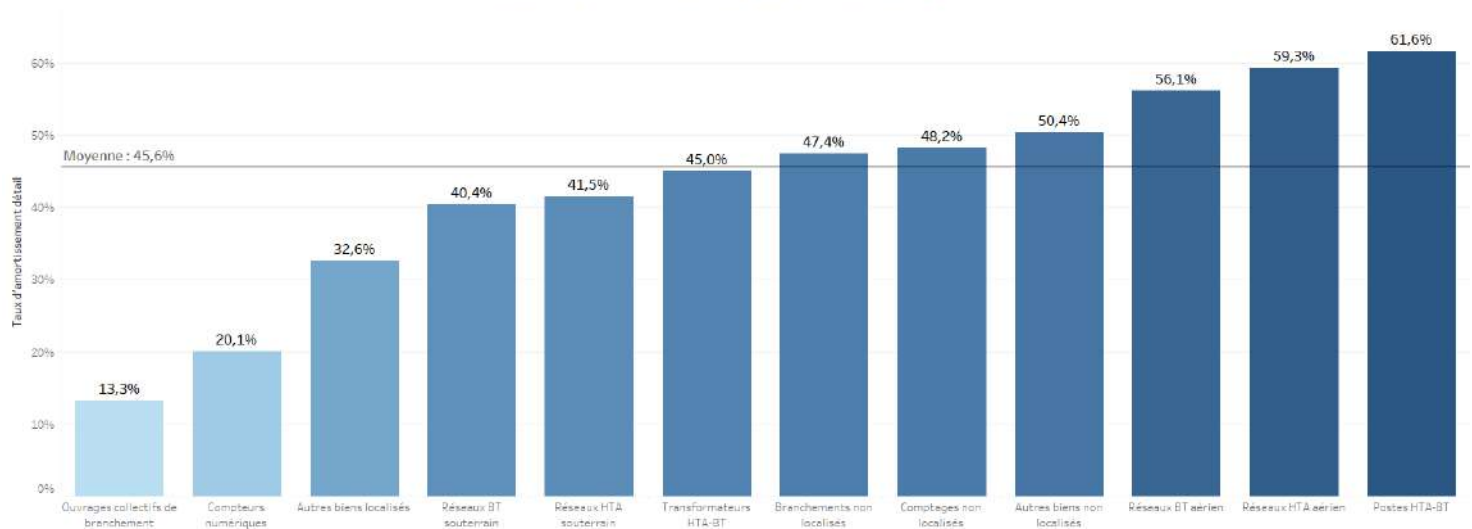
En conséquence, la baisse du taux d'amortissement observée en 2024 doit être analysée avec prudence : elle apparaît susceptible de traduire un dysfonctionnement de la fiabilisation des flux d'immobilisation ou de la mise à jour SIG plutôt qu'un rajeunissement réel du patrimoine, et appelle la mise en œuvre d'actions correctrices assorties d'un calendrier et d'un suivi.

Ainsi, il est recommandé qu'EDF SEI formalise et transmette au concédant un plan d'actions, un calendrier de résorption des écarts et un suivi de la remise en cohérence des flux transformateurs entre bases technique et comptable, compte tenu des impacts directs sur les agrégats financiers (dont le taux d'amortissement).

Evolution du taux d'amortissement par type d'ouvrage et taux d'amortissement moyen



Taux d'amortissement moyen par type d'ouvrage à fin 2024



Ce taux d'amortissement est le plus élevé sur les postes HTA/BT (61,6% à fin 2024) et le moins élevé sur les ouvrages collectifs de branchements (13,3%), potentiellement en lien avec leur localisation en 2022, mais cela apparaît surprenant.

Par rapport aux pratiques d'EDF SEI de ne pas amortir les ouvrages ER (réseaux BT et postes HTA/BT), l'amortissement du financement concédant serait au maximum équivalent à la valeur de la dépréciation présentée dans l'inventaire patrimonial des ouvrages localisés sur les communes ER, soit plus de 80 M€ à fin 2024 (montant des amortissements de dépréciation affiché par EDF SEI sur les réseaux BT et les postes HTA/BT sur les communes ER, financement concédant et concessionnaire)

Il ne s'agit donc que d'une valeur maximale théorique puisque le concessionnaire amortit son financement en zone rurale. Cela diminuerait d'autant la dette de la collectivité enregistrée dans les droits du concédant (cf. *infra* partie 4 sur le volet calcul des droits du concédant et du ticket de sortie).

3. Les provisions pour renouvellement

3.1 Principes généraux de constitution des provisions pour renouvellement

L'article 10 du cahier des charges de concession définit les obligations du concessionnaire en matière de renouvellement :

« Ainsi, les travaux de maintenance, y compris (...) ceux de renouvellement, nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement (...), seront financés par le concessionnaire. (...) »

En vue de pourvoir au financement des travaux de renouvellement de l'ensemble des biens concédés, (...) et devant faire l'objet d'un renouvellement avant ou après le terme normal de la concession, le concessionnaire sera tenu de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des immobilisations concernées. »

Les provisions pour renouvellement sont constituées seulement pour les biens renouvelables avant le terme de la concession. L'article 36 de la loi du 9 août 2004², qui prime sur le contrat de concession, est venue dispenser le concessionnaire de constituer des provisions pour charges futures de renouvellement à partir du 1^{er} janvier 2005, mettant ainsi fin à une exception dans le paysage des délégations de service public. Ainsi, cette disposition législative a modifié le calcul et le périmètre sur lequel le concessionnaire doit constituer des provisions pour renouvellement. Ainsi, l'article 36 §4 dispose : **« Nonobstant les éventuelles clauses contraires des contrats de concession, Electricité de France et les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi no 46-628 du 8 avril 1946 précitée, concessionnaires de la distribution publique d'électricité, ne sont tenus, au cours et à l'issue des contrats, vis-à-vis de l'autorité concédante, à aucune obligation financière liée aux provisions pour renouvellement des ouvrages dont l'échéance de renouvellement est postérieure au terme normal du contrat de concession en cours. »**

Les provisions pour renouvellement complètent l'amortissement industriel et elles sont assises sur la différence entre l'amortissement de la valeur de remplacement et l'amortissement de la valeur brute des biens, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Le calcul se base sur la période correspondant à la durée théorique d'utilisation du bien. **Les provisions pour renouvellement n'ont pas pour but de financer entièrement le renouvellement d'un ouvrage, mais de couvrir la différence entre la valeur d'origine du bien et son coût futur de remplacement à l'identique.** Les provisions ne peuvent être utilisées que pour renouveler l'ouvrage pour lequel elles ont été constituées, ou bien peuvent être reprises au résultat du concessionnaire si elles deviennent sans objet (dépose de l'ouvrage sans remplacement par exemple).

Les provisions sont disponibles tant que l'ouvrage fait partie des immobilisations. Si le concessionnaire renouvelle l'ouvrage, les provisions sont utilisées. **Si le concessionnaire ne renouvelle pas l'ouvrage (abandon) ou si la dépense de renouvellement est inférieure à la valeur de remplacement servant de base de calcul, les provisions sont reprises au résultat.**

La dotation annuelle aux provisions vient diminuer le résultat et constitue une dette potentielle du concessionnaire envers le concédant inscrite au passif de la concession.

² Loi n° 2004-803 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

A noter que, à compter de l'entrée en vigueur du nouveau contrat de concession au 1^{er} janvier 2024, EDF a stoppé le mécanisme de dotation à la provision pour renouvellement en contrepartie de l'établissement d'un schéma directeur des investissements (SDI).

3.2 Rappel des spécificités comptables des provisions pour renouvellement sur le territoire de Guadeloupe

Les contrôles précédents avaient soulevé un certain nombre d'interrogations concernant les provisions pour renouvellement, et notamment concernant le stock de provisions pour renouvellement à fin 2007 antérieurement constitué : l'analyse détaillée ouvrage par ouvrage du stock de provisions pour renouvellement constituées à fin 2013 avait alors montré que la dotation n'avait été effective qu'à partir de 2008, soit une reprise *a priori* du total des provisions antérieurement constituées à fin 2007.

Il avait été à l'époque demandé des éclaircissements précis à EDF SEI concernant ce constat ainsi que des explications sur l'impact de la signature du nouveau contrat de concession sur les provisions constituées durant la période couverte par le contrat précédent, et notamment sur le devenir des anciennes provisions.

EDF SEI avait toutefois indiqué que le précédent contrat de concession ne prévoyait pas de constitution du stock de provision pour renouvellement. Des éclaircissements complémentaires détaillés ont été apportés à ce sujet au cours d'un contrôle précédent et sont rappelés *infra*.

3.2.1. Rappel historique sur le contexte des provisions pour renouvellement sur le territoire de Guadeloupe

Le régime des provisions pour renouvellement (PR) en Guadeloupe s'inscrit dans une succession de cadres contractuels et dans une évolution législative structurante intervenue en 2004.

3.2.1.1 Contrat historique et principe d'entretien/renouvellement

Un premier contrat de concession relatif à la distribution d'électricité aux services publics et au public a été signé le 15 février 1955 avec l'État pour une durée de 50 ans. Ce contrat comportait une obligation générale à la charge du concessionnaire en matière d'entretien et de renouvellement des ouvrages nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement (logique "service public"), sans pour autant formaliser un dispositif de passif de concession équivalent à la PR telle qu'elle est suivie aujourd'hui.

3.2.1.2 Évolution législative de 2004 : limitation de l'obligation financière liée aux PR

La loi n°2004-803 du 9 août 2004 a précisé que, nonobstant les clauses contractuelles, les concessionnaires de la distribution publique d'électricité ne sont tenus, au cours et à l'issue des contrats, à aucune obligation financière liée aux provisions pour renouvellement des ouvrages dont l'échéance de renouvellement est postérieure au terme normal du contrat de concession en cours. Autrement dit, le mécanisme de PR est juridiquement circonscrit : il ne peut couvrir que les ouvrages dont le renouvellement intervient avant l'échéance du contrat (ou, selon les cadres, durant la période pertinente d'exploitation), et ne saurait être exigé pour des renouvellements postérieurs au terme normal du contrat en cours.

3.2.1.3 Contrat 2008 : introduction/structuration de la PR comme passif de concession

Le contrat signé en 2008 (modèle de cahier des charges issu du cadre national mis à jour en 2007) a formalisé les obligations d'amortissements industriels et de constitution de PR, en lien avec la valeur de remplacement des immobilisations concernées (article dédié du cahier des charges). L'objectif est de compléter

l'amortissement industriel en intégrant l'effet de revalorisation/coût de remplacement pour les biens devant être renouvelés pendant la période de concession.

Dans ce cadre, et compte tenu de la loi de 2004, EDF SEI a historiquement soutenu qu'il ne pouvait être question de "reconstituer" une PR de manière intégrale sur la base d'une logique patrimoniale globale (qui reviendrait à faire porter au contrat en cours des obligations financières relatives à des périodes contractuelles antérieures). EDF SEI a ainsi présenté la PR comme couvrant principalement l'écart de revalorisation sur la durée du contrat (logique "inflation / coût de remplacement" sur la période d'exploitation considérée), indépendamment du fait que le concessionnaire assure et finance, en pratique, les renouvellements réalisés.

3.2.1.4 Nouveau cahier des charges entré en vigueur au 1er janvier 2024 : arrêt des dotations

Le nouveau cahier des charges, entré en vigueur au 1^{er} janvier 2024, modifie substantiellement le cadre opérationnel : le mécanisme de dotation annuelle à la PR n'est plus applicable. En conséquence, le stock de PR constaté au passif devient un stock appelé à diminuer :

- soit par affectation lors de renouvellements/retraits (liquidation "prévüe" du passif de concession) ;
- soit par reprise au résultat via l'écêtement (liquidation "contrainte" lorsque le passif n'est pas affecté conformément à l'objet initial).

Ce changement de régime renforce mécaniquement l'enjeu de traçabilité et d'exhaustivité des mouvements de retraits/renouvellements (PR et droits en espèces), car la dynamique du stock ne dépend plus d'une dotation annuelle mais de la capacité d'EDF SEI à liquider correctement et en temps utile les passifs au fil des opérations patrimoniales.

3.2.2. Précisions sur les mouvements comptables opérés entre 2007 et la date de signature du contrat de 2008

Le cahier des charges de la délégation aux services publics qui liait l'État et EDF depuis la nationalisation de la production et de la distribution d'électricité en Guadeloupe en 1975 ne prévoyait pas de constitution de provision pour renouvellement et par conséquent de valeur de renouvellement. Ce cahier des charges prévoyait une remise des ouvrages en état normal d'entretien.

La gestion des immobilisations était néanmoins réalisée dans le système de gestion d'EDF SA adapté à la constitution de provisions pour renouvellement (ou de charges futures).

Au 31/12/2005, date d'échéance de la DSP, il a été décidé de figer les calculs de valeurs de remplacement et de dotations à la provision pour renouvellement (les valeurs ont été conservées en l'état).

Les biens construits entre la fin de l'ancien cahier des charges et le nouveau n'ouvrent pas droit fiscalement à la déductibilité des provisions pour renouvellement.

Suite à la signature du précédent cahier des charges entre le SIEG (Syndicat Intercommunal d'Electricité de Guadeloupe) et EDF S.A. le 26 janvier 2008 pour une durée de 30 ans, puis son extension à l'ensemble des communes de Guadeloupe en Juin 2008³, EDF a engagé une réflexion pour mettre en œuvre la provision pour renouvellement pour les ouvrages dont la fin de vie est antérieure à la fin du nouveau contrat, et ce sans reconstituer les provisions antérieures à la signature puisqu'aux termes du contrat DSP, EDF n'avait pas d'obligation contractuelle de constituer des PR.

³ Hors Saint Barthélemy et Saint Martin.

Compte tenu d'une part de la variabilité des situations des ouvrages construits (antérieurs à la nationalisation) et d'autre part de la nécessité d'établir une situation conforme à la déductibilité fiscale des provisions, il a été décidé de :

- Redresser les classifications d'ouvrages en anomalie (éléments de production classés en DP) ;
- Prendre en compte le traitement différencié pour Saint Barthélemy et Saint Martin auparavant incluses dans le département de la Guadeloupe ;
- **Prendre comme valeur d'origine du calcul des provisions, la valeur de renouvellement au 31/12/2007 pour les biens dont la date de début d'amortissement était antérieure à 2007.**

Les modalités de détermination des provisions pour renouvellement en fonction des dates de mise en service et des dates de renouvellement sont présentées dans le tableau suivant.

Synthèse du traitement du stock de provisions pour renouvellement et des dotations aux provisions en fonction des dates de mise en service et des dates de fin d'amortissement
(pour mémoire)

Date de début d'amortissement	Date de renouvellement (DR) = date de fin d'amortissement	Assiette de calcul de la provision pour renouvellement	Stock de provision pour renouvellement	Dotation à la provision pour renouvellement en 2008	Dotation à la provision pour renouvellement en 2009 et au-delà
	≤ 12.2005	Non modifiée VR "fin de vie" - VB	Valeur maintenue	Non (bien totalement amorti)	Non (bien totalement amorti)
	≤ 12.2007	Nulle (VRN (a) - VR2007)	Néant	Non (du fait d'une assiette nulle)	Non (bien totalement amorti)
≤ 12.2007	01.2008 ≤ DR ≤ 12.2008	Nulle (VRN - VR2007 avec l'hypothèse que VRN = VR2007)	Néant	Non (du fait d'une assiette nulle)	Non
≤ 12.2007	01.2009 ≤ DR ≤ 01.2038	VRN - VR2007	Néant	Oui	Oui
≤ 12.2007	02.2038 ≤ DR	VRN - VR2007	Néant	Non	Non
≥ 01.2008	01.2009 ≤ DR ≤ 01.2038	VRN - VB (b)	Néant	Oui	Oui
≥ 01.2008	02.2038 ≤ DR	VRN - VB (b)	Néant	Non	Non

(a) la VR de démarrage est la VR 2007. Le bien étant totalement amorti en 2008, la VR de N-1 n'est pas revalorisée. L'assiette est nulle

(b) la valeur brute d'origine (VB) peut être considérée comme une valeur de remplacement de l'année de mise en service.

De fait il s'agit d'une VR postérieure à la VR2007

L'écrasante majorité des provisions pour renouvellement constituées concerne des ouvrages construits avant 2008 et dont la date de renouvellement est comprise entre 2009 et 2037 (6,3 M€ sur 6,8 M€, cf. histogramme *supra* partie « bleu »).

A noter que, depuis 2008, pour cette classe d'ouvrages renouvelables, l'assiette de calcul de la dotation à la provision pour renouvellement n'est pas égale au différentiel entre valeur de remplacement de l'année et valeur brute d'origine (VR-VB), comme cela été le cas avant la signature du nouveau contrat et comme c'est le cas par ailleurs en métropole, mais correspond au différentiel entre la valeur de remplacement de l'année de calcul de la dotation et la valeur de remplacement de 2007 (cf. tableau de synthèse des provisions pour renouvellement *supra*). Cela vient donc minorer de façon significative le stock de provisions pour renouvellement étant donné que depuis 2008 la dotation aux provisions annuelle sur cette classe d'ouvrage est moindre, puisqu'elle est assise sur un différentiel « VR-VR2007 » inférieur au différentiel « VR-VB d'origine », en partant de l'hypothèse que, globalement, les valeurs de remplacement de 2007 sont supérieures aux valeurs brutes d'origine des ouvrages construits antérieurement à 2007.

Il pourrait être intéressant à l'avenir de quantifier cette moindre dotation, qui impacte directement la valeur du ticket de sortie de façon défavorable pour la Collectivité.

A noter également que les provisions pour renouvellement constituées sur les ouvrages dont la date de renouvellement était antérieure au millésime 2008 ont été figées (cf. histogramme *supra* partie « verte ») à

leur valeur à fin 2005.

Le relativement faible niveau du stock de ces provisions s'explique par le fait qu'elles ont à l'époque été dotées avec une hypothèse de fin de contrat à 2005 et sont donc ainsi figées depuis 10 ans.

En outre, plus aucune provision entre les millésimes 2006 et 2008, sur un temps correspondant à la période comprise entre la date d'échéance de l'ancienne DSP et le début du nouveau contrat).

3.2.3. Évolution du traitement de la provision pour renouvellement dans le cadre du nouveau contrat de concession du Sy.MEG

Le précédent contrat de concession datait de 2008 devait théoriquement arriver à échéance au terme de l'exercice 2038. Le 22 novembre 2023, EDF Archipel Guadeloupe et le Sy.MEG ont signé un nouveau contrat de concession pour le service public de la distribution d'électricité et de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente. Ce contrat est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2024.

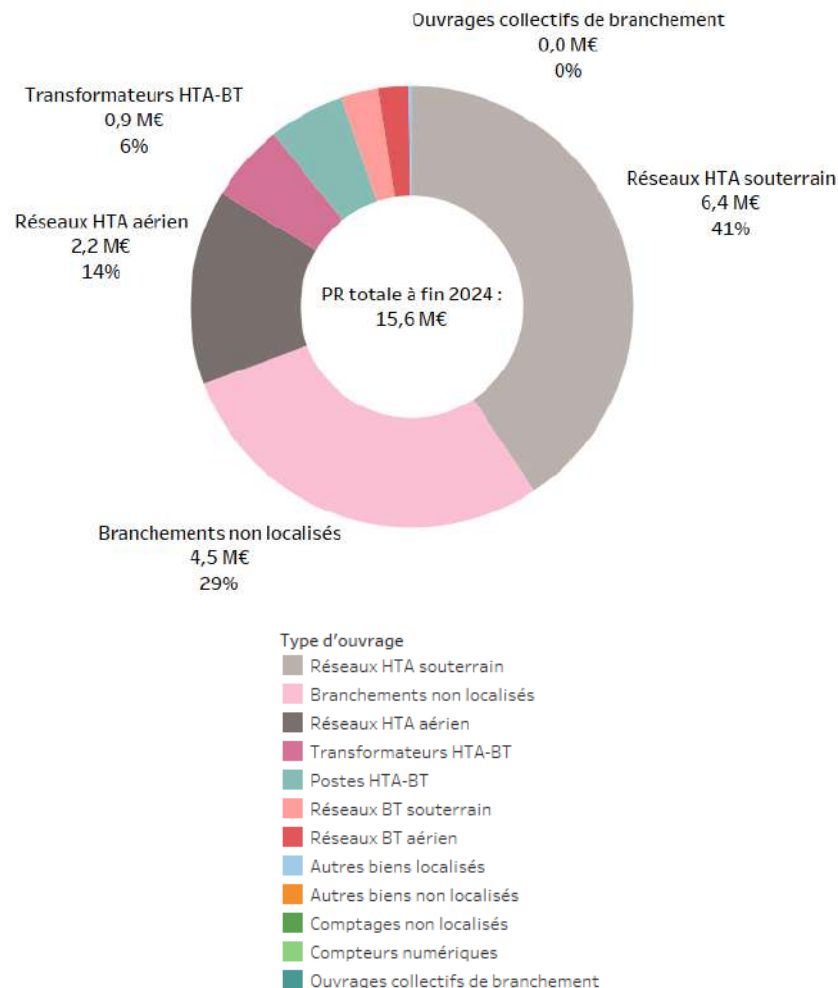
Dans le cas particulier de la Guadeloupe, le Sy.MEG, en tant qu'autorité concédante a signé ce nouveau contrat de concession entré en vigueur en 2024 élaboré sur la base du modèle FNCCR 2017. Ce nouveau cadre contractuel transpose donc les principes de réforme introduits pour les concessions Enedis, **notamment la suppression de la dotation à la provision pour renouvellement**. Cela a pour conséquence de **figer le stock de PR à fin 2023**. Ce stock n'est désormais plus alimenté par de nouvelles dotations et a vocation à **s'apurer progressivement** au gré des **opérations de renouvellement effectif des ouvrages concédés, par le biais du mécanisme de réaffectation des PR** prévu par le contrat. Il s'agit là de la **“bonne” utilisation de la provision** puisque cela permet au Concédant de conserver ses droits financiers puisque les PR réaffectées sur les ouvrages remplacés sont considérés comme du « financement concédant ». Toutefois, le stock de PR peut également **diminuer du fait des reprises comptables au résultat**, parfois indépendantes de tout renouvellement physique. Ces reprises résultent notamment de **l'allongement des durées de vie comptables** de certains ouvrages, qui réduit mécaniquement les besoins futurs de renouvellement, ou encore du **mécanisme complexe d'écêtement de la PR** applicable lorsque le niveau de provision devient excessif au regard du montant réel des travaux. Ce second mode d'apurement, bien que conforme aux règles et principes comptables d'EDF SEI, constitue une “mauvaise” utilisation économique de la PR, dans la mesure où il prive la concession de ressources préfinancées par l'utilisateur via le TURPE et destinées à financer le renouvellement réel du réseau.

En application de cette disposition, EDF SEI n'a donc plus vocation à constituer de provision destinée à anticiper les dépenses futures de renouvellement des ouvrages concédés. Désormais, ces opérations sont financées au fil de l'eau, via des investissements comptabilisés directement en charges d'exploitation ou en immobilisations selon leur nature. **En contrepartie, le contrat prévoit un renforcement du pilotage du patrimoine concédé, au travers d'outils tels que le schéma directeur des investissements (SDI) et les plans pluriannuels des investissements (PPI)** et un dialogue renforcé entre le Sy.MEG et EDF SEI sur la programmation et le suivi des investissements. Cette évolution s'inscrit dans une logique de transparence, de traçabilité et de rationalisation des flux financiers, tout en assurant la pérennité et la modernisation des réseaux électriques de la Guadeloupe.

3.3 Les provisions constituées sur les ouvrages concédés

D'après le concessionnaire, le stock de provisions pour renouvellement constituées sur les ouvrages concédés s'élève à 15,6 M€ à fin 2024 et est réparti de la manière suivante :

Répartition détaillée des provisions pour renouvellement à fin 2024



Les provisions pour renouvellement sont pour 71% constituées sur les ouvrages localisés du patrimoine. Les réseaux HTA représentent 55% des provisions constituées et les branchements représentent 29%. La part des réseaux BT est relativement faible avec 5% du total des provisions pour renouvellement, s'expliquant par le fait qu'EDF SEI ne comptabilise pas de provision pour renouvellement sur les réseaux BT et les postes HTA/BT situés en zone ER à la maille de la concession.

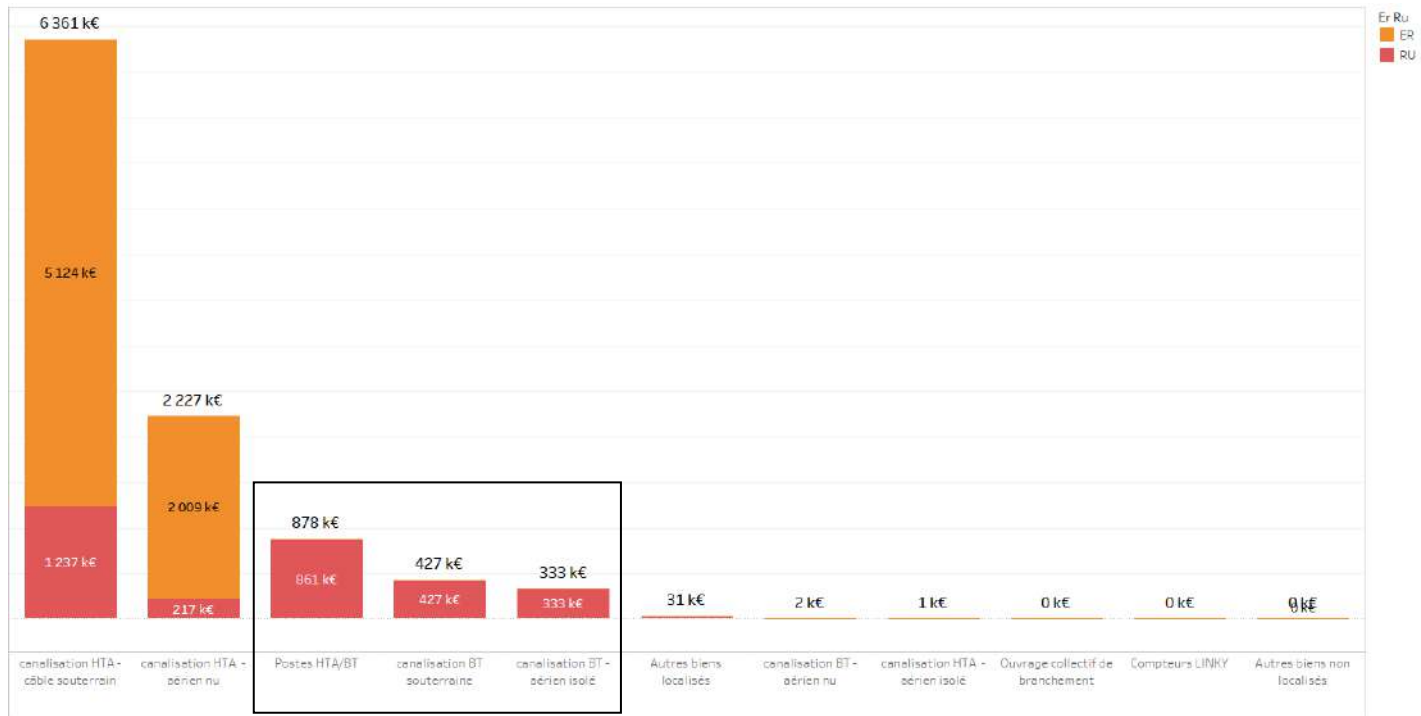
Provisions sur les appareils de comptage

Depuis 2007, comme le pratique Enedis en métropole, aucune dotation aux provisions n'est constituée sur les appareils de comptage. Le concessionnaire avait évalué que la valeur de remplacement de l'ensemble des appareils de comptage était inférieure à la valeur d'origine de ces ouvrages. En d'autres termes, les coûts de renouvellement estimés des appareils de comptages étaient inférieurs aux coûts d'achat du matériel de comptage lié à la généralisation des appareils électroniques. Par conséquent, l'ensemble des provisions pour renouvellement constituées au 31/12/2006 a été reprise sur l'ensemble des compteurs immobilisés.

Provisions sur les réseaux BT et postes de transformation en zone ER

Actuellement, aucune provision pour renouvellement n'est constituée sur les réseaux BT et postes HTA/BT situés en zone d'électrification rurale au sens du FACE. L'analyse détaillée de l'inventaire des ouvrages localisés permet de vérifier cette absence de provisions pour renouvellement :

Décomposition par type de maîtrise d'ouvrage des provisions pour renouvellement par typologie d'ouvrages constituées sur les ouvrages localisés à fin 2024



En zone d'électrification urbaine, les provisions sont constituées sur l'ensemble des ouvrages dont la date de fin d'amortissement est antérieure à la date de fin de la concession. Il ressort donc que l'ensemble des ouvrages localisés situés sur les communes urbaines sont dotés de provisions pour renouvellement.

En revanche, en zone rurale, les provisions sont bien constituées sur les réseaux HTA, mais les postes et les réseaux BT situés sur ces zones ne sont pas dotés de provisions pour renouvellement. Cette pratique est donc contraire à l'article 10 du cahier des charges de concession.

Ainsi, comme dans le cas de l'amortissement du financement concédant sur les réseaux BT et des postes HTA/BT situées en zone ER (cf. *supra*), et de la même manière qu'en métropole (Enedis), EDF SEI ne constitue pas de provisions pour renouvellement sur ces ouvrages dans la mesure où il a constaté que les renouvellements des ouvrages situés en zone rurale n'étaient réalisés qu'à hauteur de 20% par lui-même. **En effet, de source Enedis, l'homogénéisation des traitements comptables conduit à constituer pour les biens ER une provision pour renouvellement, à hauteur de l'obligation historiquement observée. Les collectivités concédantes, qui bénéficient en zone rurale des aides du FACE, réalisent majoritairement les travaux d'extension et les travaux de renforcement, incluant le remplacement/renouvellement des ouvrages. Le taux moyen de financement de ces ouvrages par le concessionnaire historiquement observé jusqu'à présent s'établit en moyenne à 20%. En conséquence, les biens ER dont la date de fin de vie est antérieure ou égale à la date de fin de concession, donnent lieu à constitution d'une provision pour renouvellement au niveau national, assise sur 20% de la différence entre la valeur de remplacement et la valeur brute. La provision est réévaluée 2 fois par an sur la base des retraits et mises en services ayant eu lieu sur la période.**

Malgré plusieurs demandes, EDF SEI n'a communiqué aucun chiffre sur ces 20% de provisions pour renouvellement comptabilisés au niveau national sur les réseaux BT et les postes HTA/BT situés en zone ER. La situation est exactement identique en Métropole avec Enedis.

A noter que cette remarque reste la même concernant l'amortissement du financement concédant sur les ouvrages BT et les postes HTA/BT situés en zone ER.

3.4 L'évolution des provisions pour renouvellement

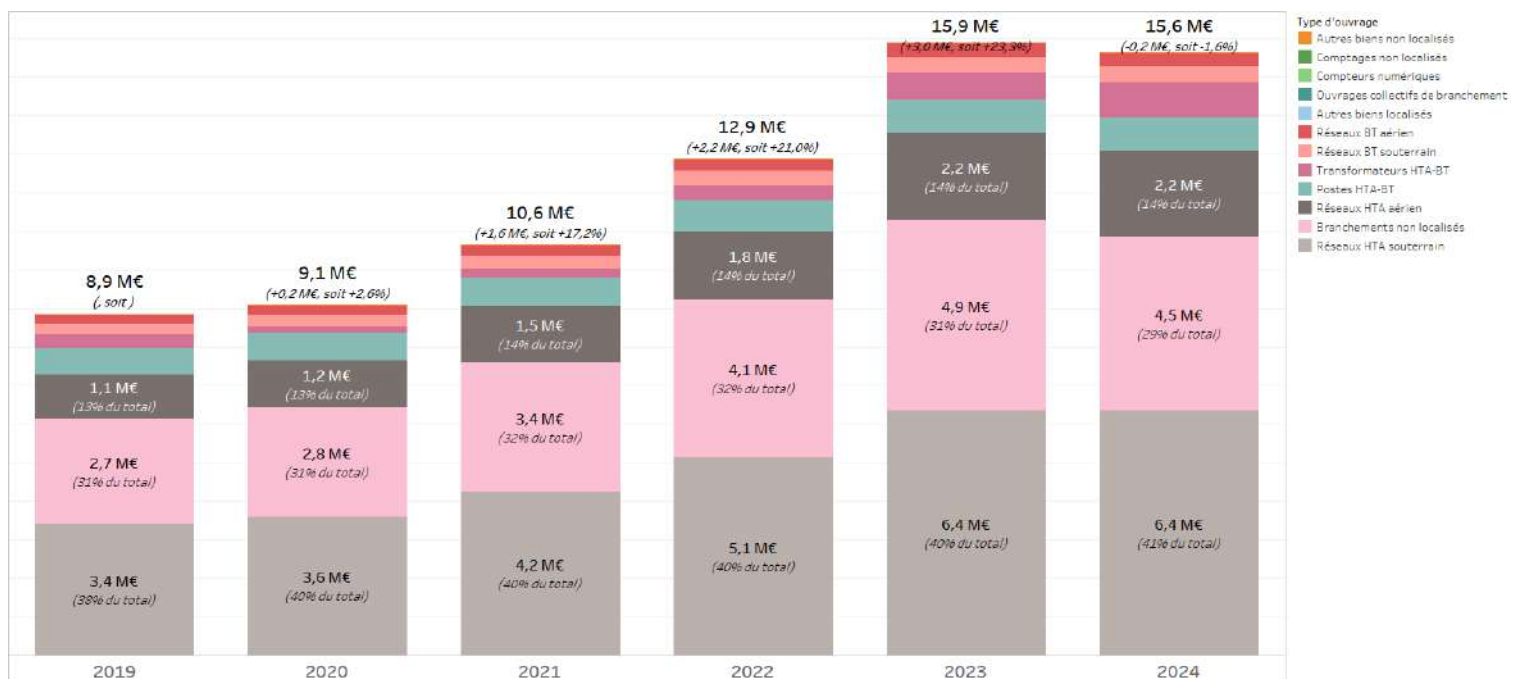
Entre 2023 et 2024, le stock de provisions pour renouvellement a enregistré, après une période de hausse continue, sa première diminution depuis au moins six exercices, en recul de 0,2 M€ (-1,6%). Cette évolution s'explique par l'arrêt du mécanisme de dotation à la provision pour renouvellement depuis l'entrée en vigueur du nouveau contrat de concession. Dès lors, le stock de provision ne peut désormais que décroître, soit par :

- Sa réaffectation au financement concédant des ouvrages renouvelés (utilisation « prévue » de la PR) ;
- Des reprises au résultat, liées au mécanisme d'écrêtement (utilisation « contrainte » de la PR).

Il convient de noter que cette diminution concerne l'ensemble des catégories d'ouvrages en concession.

Une analyse spécifique des flux de PR permettant d'expliquer la diminution du stock de PR au cours des derniers exercices est effectuée *infra*.

Evolution des provisions pour renouvellement par type d'ouvrage entre 2019 et 2024 et répartition du stock de PR à fin 2024



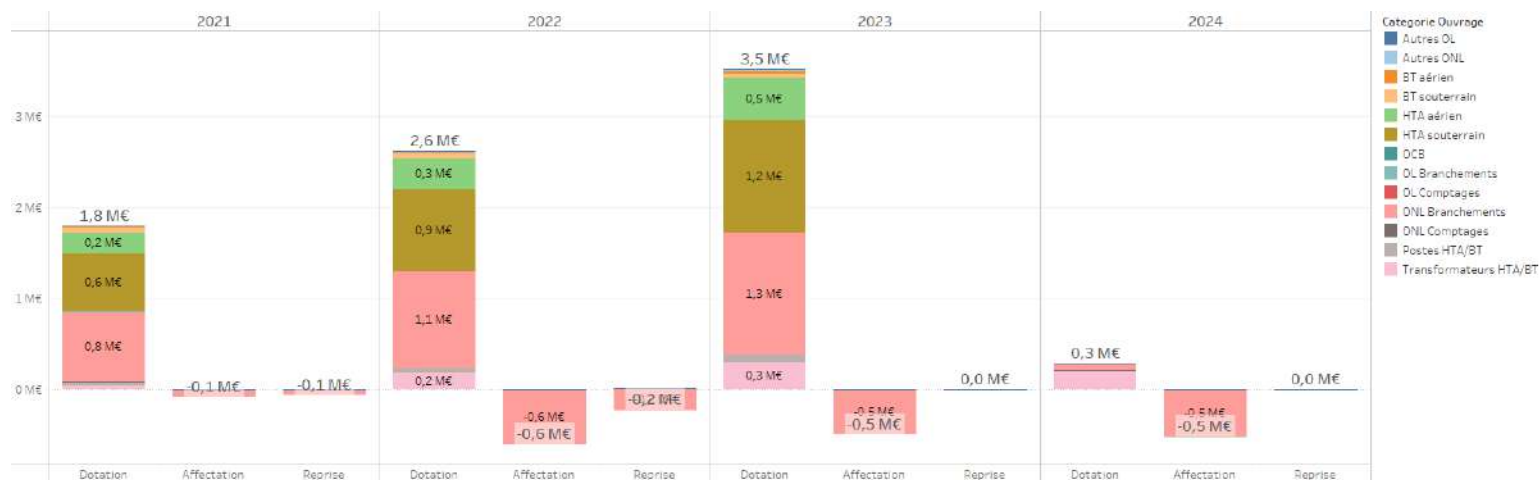
Réception par le préfet : 17/03/2026

Aucune provision pour renouvellement n'est constituée sur les branchements dont le millésime de mise en service comptable est postérieur à 1998. En effet, la durée de vie comptable d'un branchement étant de 40 ans, les ouvrages postérieurs à 1998 sont qualifiés de « non renouvelables » étant donné que leur année de fin de vie comptable est postérieure à 2038, soit après la fin du contrat de concession qui prévoyait encore des dotations aux PR et qui était encore en vigueur à fin 2023.

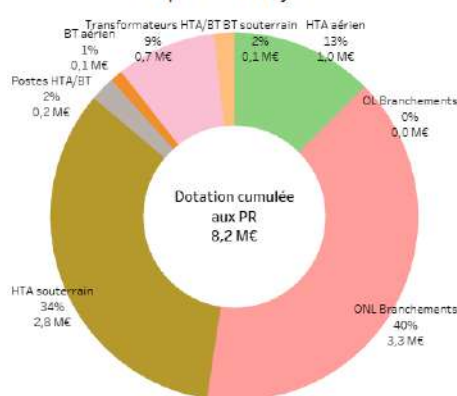
A noter également que le concessionnaire a transmis, comme c'est le cas depuis 2021, un tableau de flux des provisions pour renouvellement détaillant, par catégorie d'ouvrage, les flux comptables de « reprise » et de « réaffectation » de provisions pour renouvellement, ce qui est une avancée en termes de transparence comptable et financière.

Ainsi, au niveau de la concession du Sy.MEG, les résultats sont les suivants :

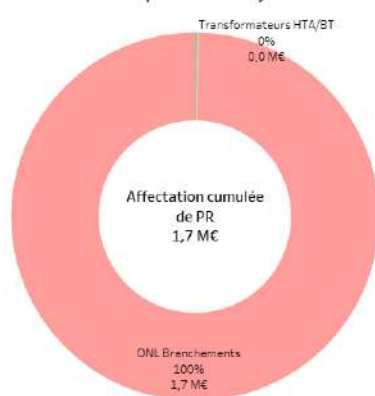
Flux comptables de provisions pour renouvellement sur les 4 derniers exercices (2021-2024)



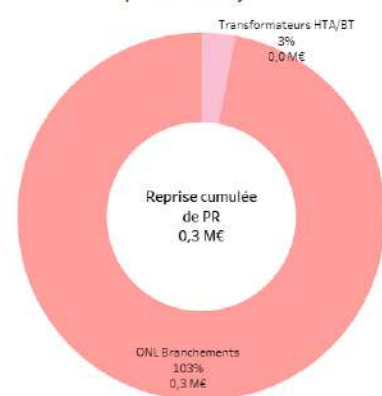
Dotation cumulée aux PR par type d'ouvrage sur la période analysée



Affectation cumulée de PR par type d'ouvrage sur la période analysée



Reprise cumulée de PR par type d'ouvrage sur la période analysée



Le graphique *supra*, retranscrivant le tableau de flux, précise en effet :

- Sur la période 2021–2024, le cumul des **dotations à la PR** s'élève à 8,2 M€, concentré principalement sur les branchements non localisés (40 %, soit 3,3 M€) et les réseaux HTA souterrains (34 %, soit 2,8 M€).
S'agissant plus spécifiquement de l'exercice 2024, EDF SEI précise, en réponse complémentaire, « *que la dotation constatée ne résulte pas d'une dotation nouvelle au titre du nouveau contrat de concession, mais correspond à des ouvrages de branchements non localisés immobilisés et mis en service en 1984, mis hors service en 2024* ». **Cette réponse n'apporte toutefois pas d'élément justificatif recevable au regard des dispositions du nouveau contrat de concession.** En effet, depuis l'entrée en vigueur du nouveau contrat, aucune dotation à la provision pour renouvellement n'est prévue, indépendamment de la date de mise en service initiale des ouvrages concernés ;
- En ce qui concerne les **réaffectations de provisions pour renouvellement en financement concédant**, EDF SEI indique que 1,7 M€ de PR ont été réaffectées sur la période 2021–2024, exclusivement sur la catégorie des branchements non localisés. Cette concentration demeure surprenante, dans la mesure où d'autres typologies d'ouvrages ont nécessairement fait l'objet de renouvellements ou de retraits sur la période.
En réponse aux questions complémentaires, EDF SEI précise « *que le traitement comptable de certains retraits d'ouvrages n'a pas pu être réalisé en 2024 et que ces opérations sont en cours de traitement en 2025* ». Cette réponse confirme que l'absence de flux de liquidation de PR sur de nombreuses typologies d'ouvrages en 2024 ne résulte pas d'une absence de renouvellements, mais bien d'un **décalage de traitement comptable des passifs de concession, et donc une anomalie dans la comptabilisation ;**
- Le même constat s'applique aux **reprises de provisions pour renouvellement au résultat**, qui s'élèvent à 0,3 M€ sur la période 2021–2024, là encore **quasi exclusivement sur les branchements non localisés**. EDF SEI confirme que ces flux limités traduisent également un report de traitement des retraits d'ouvrages, les liquidations correspondantes devant être réalisées ultérieurement ;
- Enfin, une situation strictement analogue est observée s'agissant des **droits en espèces (DE)**. L'analyse des flux 2024 fait apparaître une **quasi-absence de reprises de DE / affectations de DE**, hors ouvrages non localisés, alors même que des retraits et renouvellements ont nécessairement concerné des ouvrages structurants du réseau (postes HTA/BT, transformateurs HTA/BT notamment). EDF SEI indique de la même manière que le traitement de certains retraits d'ouvrages n'a pas pu être réalisé en 2024 et est reporté sur 2025, confirmant ainsi un décalage généralisé de liquidation des passifs de concession, tant en PR qu'en DE.

En conséquence, les constats formulés lors des audits précédents sont pleinement reconduits sur l'exercice 2024. Les réponses complémentaires d'EDF SEI permettent d'identifier clairement la cause des anomalies observées — à savoir un report de liquidation comptable des passifs de concession — mais ne traduisent aucune évolution effective du traitement comptable en 2024. Cette situation appelle une vigilance particulière, dans la mesure où elle affecte la sincérité du suivi des passifs de concession et reporte dans le temps la traduction comptable des renouvellements et retraits effectivement réalisés sur le réseau.

4. Les droits du concédant

4.1 Les éléments constitutifs des droits du concédant

Les droits du concédant sont représentatifs de la valeur des biens remis gratuitement par le concédant et apportés par les tiers dans la concession. Ils représentent le droit qu'a le concédant à recevoir gratuitement les biens en fin de concession (contrevaleur en nature) auxquels s'ajoutent une éventuelle dette ou créance en espèce, déterminée selon la répartition du financement des ouvrages au cours du temps entre autorité concédante et concessionnaire. Les droits du concédant sont inscrits au passif du bilan du concessionnaire.

La réforme comptable de la loi du 9 août 2004 a profondément modifié la constitution et la présentation des droits du concédant. Les droits du concédant sont constitués par les comptes suivants :

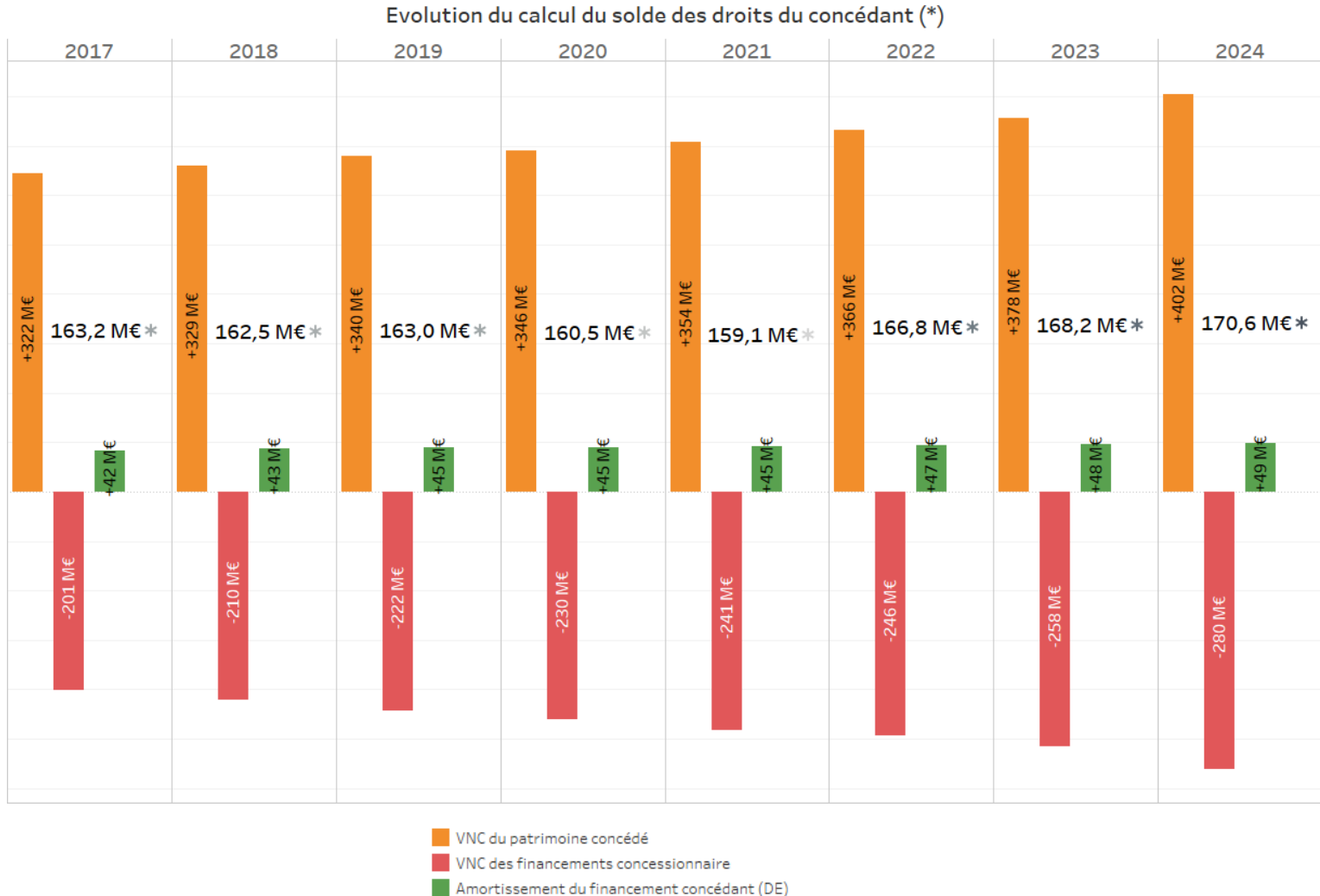
- **Contrevaleur en nature** : Elle correspond à la valeur nette comptable de l'ensemble des biens en concession, quel que soit leur mode de financement ; cette contre valeur traduit l'obligation de remettre les biens au concédant en fin de concession (en cas de non-renouvellement de la concession) ;
- **Créance potentielle en espèces sur le concédant** : En contrepartie de l'inscription de l'ensemble des biens dans la contre valeur en nature, une créance potentielle du concédant correspond à la valeur nette comptable des biens financés par le concessionnaire. Cette créance, d'un montant initialement égal au financement non amorti du concessionnaire, est constatée en moins au passif lors de la mise en service du bien. Elle décroît au cours du temps d'un montant annuel égal à l'amortissement industriel correspondant aux biens financés par le concessionnaire, pour s'éteindre en fin de vie du bien ;
- **Droits potentiels du concédant exigibles en espèces en fin de concession** : Ils correspondent à la valeur cumulée de l'amortissement industriel comptabilisé pour les biens financés par le concédant⁴ calculé sur la durée de vie du bien.

⁴

Sauf cas particulier des biens ER

4.2 Calcul des droits du concédant

Les droits du concédant s'appuient sur les données fournies par le concessionnaire à partir du fichier comptable des ouvrages de la concession. Au 31 décembre 2024, le montant des droits du concédant, représentatif de la valeur des biens remis gratuitement par le concédant et apportés par les tiers dans la concession, s'élève à 170,6 M€ en progression de +4,1 M€ (+2,4%) par rapport à l'exercice précédent.



Droits en nature (VNC du patrimoine concédé)

Les droits en nature correspondent à la valeur non amortie des biens, soit la valeur nette comptable des ouvrages de la concession. Le patrimoine a augmenté en 2024 de **+6,3%** par rapport à l'exercice 2023 pour atteindre **402 M€**.

Dette du concédant envers le concessionnaire (VNC des financements concessionnaire)

La dette du concédant correspond à la valeur non amortie des ouvrages financés par le concessionnaire. Elle est estimée à **280 M€** à fin 2024, en hausse de **+8,5%** par rapport à l'exercice précédent, en lien avec la forte augmentation des investissements d'EDF en 2024 (+30%).

Droits en espèces (Amortissement du financement concédant)

Les droits en espèces correspondent à la part des amortissements réalisés par le concessionnaire des ouvrages financés par le concédant. Le financement du concédant regroupe tous les financements autres que ceux du concessionnaire. Le niveau de ces droits en espèces est évalué à près de **49 M€** à fin 2024, en progression de **+2,1%** par rapport à fin 2023.

4.3 Les limites du calcul des droits du concédant et des provisions pour renouvellement

Les montants des droits du concédant et de ses composantes ainsi que le niveau des provisions pour renouvellement doivent être appréhendés avec quelques réserves.

4.3.1. L'absence d'amortissement et de provisions pour renouvellement sur les réseaux BT et les postes HTA/BT en zone d'électrification rurale

Le concessionnaire ne constitue pas d'amortissement du financement (ni provisions pour renouvellement d'ailleurs, cela n'impactant toutefois pas les droits du concédant, mais uniquement le montant du ticket de sortie, cf. *infra* en partie 5) sur les réseaux BT et les postes HTA/BT en zone rurale d'électrification. Cela a un impact direct sur la valeur des droits du concédant en réduisant la dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant puisque la valeur indiquée ne tient pas compte de ces dotations (sous-estimation de l'amortissement du financement concédant).

En outre, lorsque le concessionnaire renouvelle des ouvrages BT situés en zone ER, il n'utilise pas de provisions pour renouvellement puisqu'aucune n'est constituée au niveau concessif. Dans ce cas, lors d'un renouvellement, le nouveau financement est exclusivement du financement concessionnaire, ce qui peut également conduire à sous-estimer la dette du concessionnaire par rapport au concédant.

4.3.2. Les modifications des durées de vie comptable

La collectivité doit rester vigilante sur les modifications des durées de vie comptable des ouvrages. En effet, dans la mesure où la part des ouvrages totalement amortis est relativement conséquente et que les délais entre fin d'amortissement et renouvellement effectif s'allongent, le concessionnaire pourrait modifier la durée d'amortissement de certains ouvrages afin de mettre en adéquation sa capacité de renouvellement avec ses efforts de renouvellement tout en estimant que les ouvrages totalement amortis continuent à rendre le service. La conséquence serait donc une reprise de provisions pour renouvellement puisqu'elles deviendraient sans objet. Dans une moindre mesure, le flux annuel des dotations aux amortissements et aux provisions pour renouvellement s'en trouverait également diminué.

C'est ce qui s'est passé récemment en métropole : Enedis a allongé la durée de vie des réseaux BT torsadés en la passant de 40 à 50 ans ainsi que celle des transformateur HTA/BT en l'augmentant de 30 à 40 ans.

En outre, Enedis a également récemment modifié le mode de calcul de la dotation à la provision pour renouvellement. Cette nouvelle méthode tient compte des probabilités de retrait des ouvrages (en effet, ce n'est pas parce qu'un ouvrage a atteint sa fin de vie comptable qu'il sera forcément retiré du terrain). Cela a un effet mécanique de diminution de la dotation à la provision pour renouvellement.

EDF SEI a confirmé ne pas avoir effectué de telles modifications comptables, mais la collectivité devra rester vigilante sur le futur.

4.3.3. Décalage entre fin d'amortissement et renouvellement des ouvrages

Si le concessionnaire a fini de constituer des provisions pour renouvellement pour un ouvrage en année N, aucune provision pour renouvellement ne sera constituée jusqu'à l'échéance du contrat (en supposant également que cet ouvrage n'est pas renouvelé par le concessionnaire). Les provisions constituées sur cet ouvrage perdent annuellement de la valeur puisque leur montant est figé conformément à la réglementation (pas de réactualisation sur la base de la valeur de remplacement pour les ouvrages totalement amortis).

La question ici ne porte pas sur la constitution de provisions pour renouvellement sur les ouvrages totalement amortis, ce qui serait contraire à la réglementation applicable aux provisions pour renouvellement. L'enjeu porte sur le délai entre la fin d'amortissement d'un ouvrage et son renouvellement réel. Plus ce délai sera

important, moins la provision constituée sera suffisante pour compléter l'écart de revalorisation entre la valeur historique de l'ouvrage et le coût réel de renouvellement.

Une des conséquences de ce « retard » de renouvellement conduit à accroître la part de financement propre du concessionnaire dans le renouvellement des ouvrages, pour couvrir le coût entre la valeur de remplacement comptable utilisée pour calculer la provision pour renouvellement et le coût réel de renouvellement. Cela augmente la valeur non amortie des ouvrages financés par le concessionnaire et donc la dette du concédant envers le concessionnaire. Cette problématique ne porte que sur les ouvrages localisés. En effet, concernant les ouvrages non localisés, la question de fin de contrat est différente du fait de la pratique comptable du concessionnaire. En effet, tous les ouvrages non localisés totalement amortis au cours d'un exercice sont retirés systématiquement de l'inventaire du patrimoine concédé, même si physiquement ces ouvrages restent physiquement sur le terrain. Dès lors, les provisions pour renouvellement constituées sur ce type d'ouvrage sont soit utilisées et réaffectées en tant que financement concédant sur les ouvrages renouvelés soit reprises au compte de résultat annuellement. En fin de contrat, il n'y a donc plus de provisions pour renouvellement pour les ouvrages non localisés.

Il convient ici de regretter qu'aucune donnée concernant les flux annuels de provisions pour renouvellement par type d'ouvrage, c'est-à-dire les dotations/reprises/réaffectations en tant que financement concédant par typologie d'ouvrage, permettant d'expliquer la variation du stock de provisions pour renouvellement entre 2 exercices donnés, n'a été communiquée par le concessionnaire.

Afin d'éviter cet écueil relatif au délai entre fin d'amortissement et renouvellement effectif des ouvrages, il est donc important que la part des ouvrages totalement amortis dans le patrimoine concédé, non pas en valeur mais plutôt en volume d'ouvrages à renouveler, reste à un niveau relativement maîtrisé et maîtrisable.

4.3.4. La gestion comptable des ouvrages non localisés

Concernant les ouvrages non localisés, la problématique des droits du concédant porte sur deux aspects complémentaires : l'adéquation entre la valeur comptable des ouvrages et la réalité du terrain et par conséquent l'impact sur la dette du concédant envers le concessionnaire.

Sur la question de l'adéquation entre la valeur économique des ouvrages indiquée par le concessionnaire et la réalité du terrain, il faut souligner que les indicateurs de vétusté des ouvrages, tel que le taux d'amortissement, sous-estiment l'âge réel de ces ouvrages, puisque l'âge de l'ouvrage le plus ancien dans l'inventaire comptable correspond à la durée de vie comptable de l'ouvrage. Ainsi, aucun branchement n'est âgé de plus de 40 ans dans l'inventaire comptable.

La pratique du concessionnaire pourrait avoir un impact sur la partie dette du concédant envers le concessionnaire. Puisqu'aucun ouvrage n'est totalement amorti dans l'inventaire, la collectivité doit rester vigilante sur le mécanisme de retrait et de renouvellement de ces ouvrages, l'utilisation et les reprises de provisions ainsi que sur la constitution des amortissements des financements concédant. Théoriquement, le retrait d'ouvrage de l'inventaire a des impacts significatifs sur les droits du concédant en accroissant la part de financement des ouvrages financés par le concédant pour les ouvrages renouvelés.

4.3.5. Le traitement comptable du financement des raccordements

4.3.5.1 Origines de financement des nouveaux branchements

Avec l'entrée en vigueur du barème de raccordement, le concessionnaire ne supporte directement que 40% du coût de l'extension et du branchement (dans le cas de raccordement en soutirage), le reste étant à la charge du pétitionnaire et de la collectivité en charge de l'urbanisme. Avec l'utilisation des tickets, le concessionnaire n'immobilisait pas comme financement concédant ou tiers la partie facturée, mais l'imputait dans son compte de résultat en produit. Avec l'utilisation du barème, la problématique d'immobilisation des financements tiers et concédants demeure. Il résulterait une augmentation de la dette du concédant envers le concessionnaire avec le risque de financer deux fois l'investissement : une fois à travers la facturation du raccordement et une deuxième fois dans le calcul de l'indemnité de fin de contrat.

En outre, lorsque le syndicat assure la maîtrise d'ouvrage d'un raccordement et le finance dans son intégralité, la valorisation comptable retenue par EDF SEI suite à la remise d'ouvrage peut être différente des coûts réellement engagés par le concédant sur le chantier de raccordement (valorisation au barème VRG), pouvant être en défaveur pour ce dernier.

De plus, la valorisation retenue pour la part de financement concédant sera égale à la différence entre le montant de l'ouvrage valorisé par le concessionnaire (le plus souvent sous-valorisé) et le montant de la réfection (de l'ordre de 40% des dépenses réellement engagées par le syndicat et remboursés par le concessionnaire au titre de la PCT) alors qu'elle devrait être égale en toute logique à 60% de ces dépenses.

Cela a pour effet de minimiser la créance en espèce du concessionnaire sur la collectivité puisque l'assiette de calcul de l'amortissement du financement du concédant (valeur brute de l'ouvrage, valorisé selon le barème VRG) s'en trouve le plus souvent réduite. Cela impacte ainsi directement les droits du concédant.

4.3.5.2 Réaffectation des financements concédants (amortissement du financement du concédant et provision pour renouvellement) sur les renouvellements de branchements

EDF SEI gère les branchements (hors ouvrages collectifs de branchements (colonnes montantes), localisées en 2022), ouvrages non localisés, en masse financière, de la même façon qu'Enedis en métropole.

En outre, lorsqu'un branchement est totalement amorti, il sort automatiquement de l'inventaire comptable. Ainsi, dans l'inventaire des ouvrages non localisés à fin 2024, il ne reste plus aucun branchement du millésime 1984, ces derniers étant automatiquement sortis de l'inventaire comptable en cours d'année.

De plus, en théorie, les provisions pour renouvellement et l'amortissement du financement concédant constitués sur les ouvrages sortis de l'inventaire dans l'année (automatiquement lorsqu'ils ont atteint leur fin de durée de vie comptable dans le cas des branchements) sont censés être effectivement intégralement réaffectés comme du financement concédant sur les ouvrages intégrés dans l'inventaire comptable la même année.

A la suite des analyses faites *supra* s'agissant de l'état récapitulatif, par typologie d'ouvrage, des montants des passifs réaffectés, ne concernant quasiment que les branchements et très peu les autres ouvrages, cela pose question. EDF SEI. Questionné sur ce pont, le concessionnaire a indiqué suite à l'audit sur site que « ce sujet est en cours d'étude, une réponse vous sera apportée ultérieurement ».

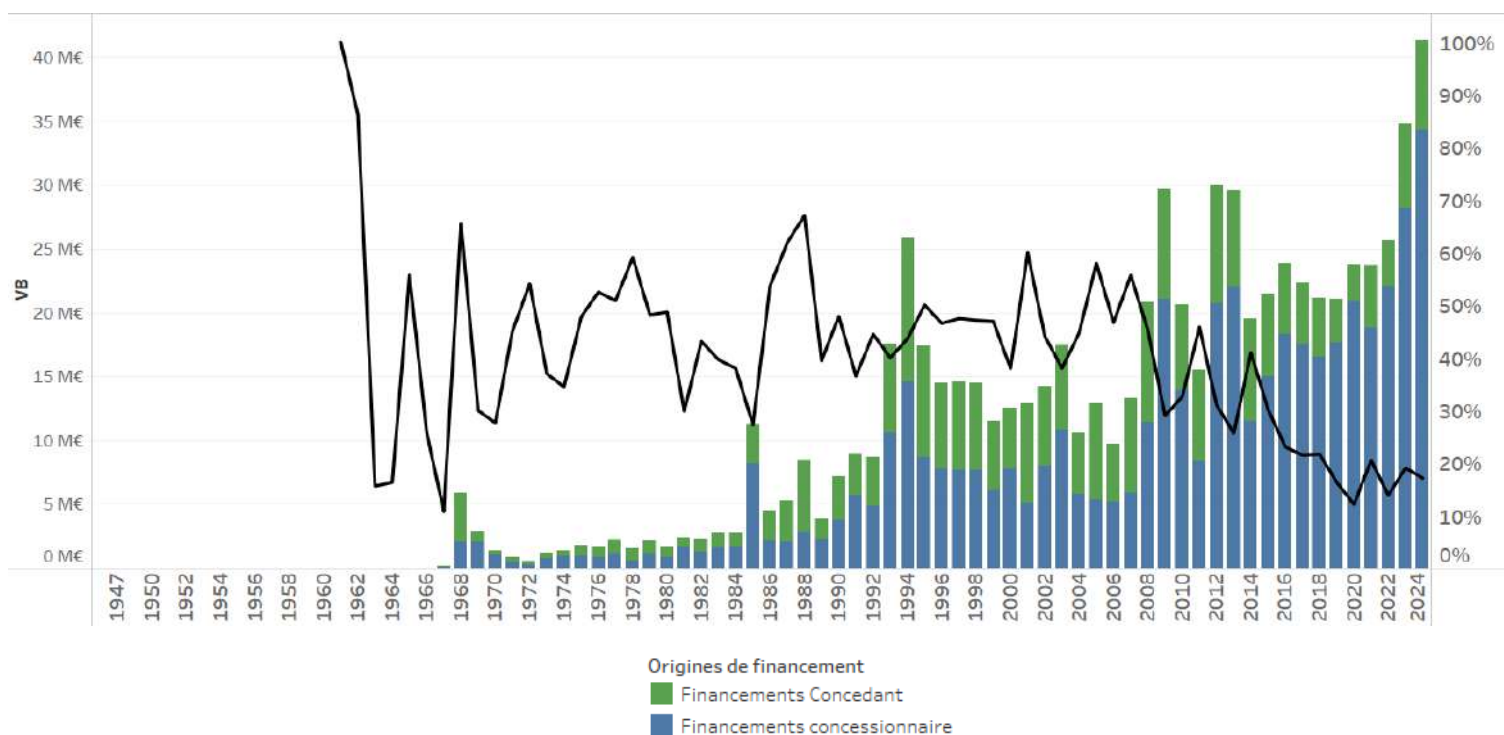
4.4 La fiabilité des origines de financement figurant dans l'inventaire comptable

EDF SEI a transmis un inventaire comptable à fin 2024 incluant, ouvrage par ouvrage, les origines de financements, c'est-à-dire la décomposition de la valeur brute en un financement EDF SEI et un financement « collectivité et tiers » (i.e. Concédant), ainsi que la décomposition de l'amortissement constitué en un amortissement du financement du concessionnaire et un amortissement du financement « collectivité et tiers » et ce sur la totalité des ouvrages de la concession.

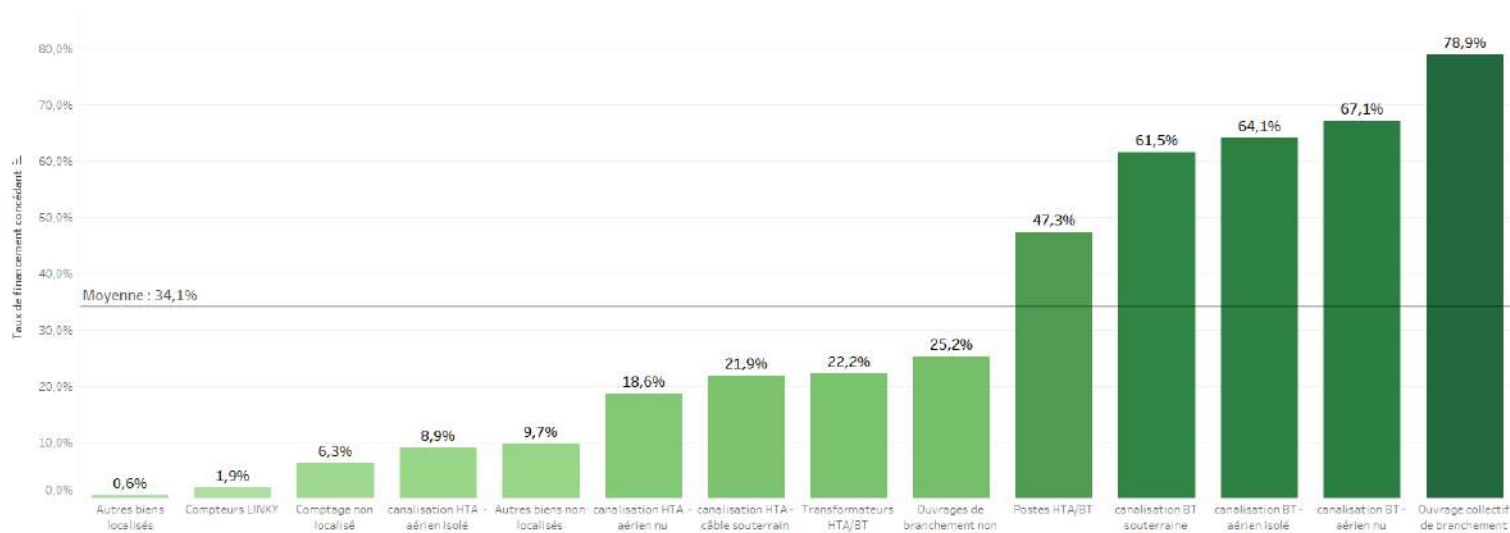
Le premier graphique suivant indique, par millésime comptable de mise en service, la décomposition de la valeur brute immobilisée selon les origines de financement (concessionnaire en bleu ou concédant en vert) à fin 2024.

Le second graphique indique cette proportion de financement concédant par type d'ouvrage à fin 2024.

Taux de financement concédant à fin 2024 par millésime de mise en service



Taux de financement concédant à fin 2024 par typologie d'ouvrage



Sur la valeur brute totale de 739 M€ à fin 2024, 63,9% sont réputés financés par le concessionnaire (majoritairement sur les réseaux HTA) et 34,1% par le concédant (majoritairement sur les réseaux BT).

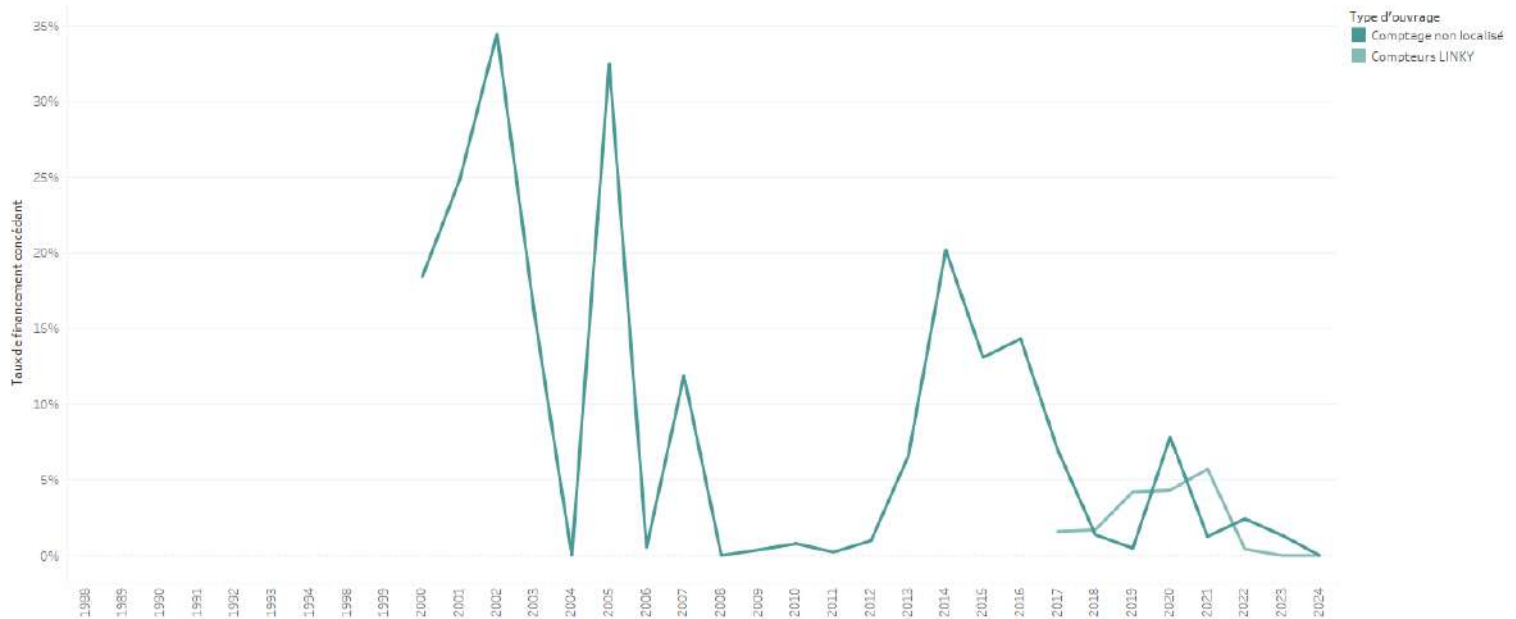
Toutefois, comme le montre la courbe noire du premier graphique *supra*, la part de financement concédant n'a pas été constante dans le temps, et suit une trajectoire globalement descendante depuis une vingtaine d'années. En outre, ce graphique fait également ressortir qu'entre le milieu des années 2000 et 2020, la part de financement Collectivité est passée de plus de 50% à moins de 20% au cours des dernières années, ce qui est vraisemblablement lié :

- Aux investissements plus élevés d'EDF SEI depuis 2008, en lien notamment avec le déploiement du compteur numériques ainsi qu'avec les lourds travaux de reconstruction suite aux passages de cyclones (Irma et Maria notamment) ;
- Au fait qu'il y ait eu moins de réaffectation de provisions pour renouvellement comme du financement concédant sur les nouveaux ouvrages, et cela pose clairement question sur le devenir du stock de provisions constituées à fin 2007 qui, au vu du graphique, a été vraisemblablement repris au résultat du concessionnaire à fin 2007 sans qu'EDF ne puisse le confirmer.

En outre, cet état a permis de construire les graphiques suivants, indiquant par principale typologie d'ouvrage et par année de mise en service comptable la part de financement concédant à fin 2024.

Taux de financement concédant par millésime de MES à fin 2024 sur les réseaux



Taux de financement concédant par millésime de MES à fin 2024 sur les comptages**Taux de financement concédant par millésime de MES à fin 2024 sur les postes et transformateurs HTA/BT**

De par l'analyse de ces graphiques il semble que, avant le millésime 1988, un taux de financement concédant « forfaitaire » a été appliqué, dépendant du type d'ouvrage considéré.

Par exemple, sur les réseaux HTA aérien et souterrain, on constate dans l'inventaire un financement concédant de 5% sur les millésimes antérieurs à 1988 alors que les millésimes postérieurs à cette année présente une part de financement Collectivité variable (cf. graphique *supra*), et dans tous les cas en moyenne nettement supérieur à 5%.

Ce constat pose clairement question sur la fiabilité des origines de financement figurant dans les bases comptables du concessionnaire, notamment sur les millésimes anciens, ayant pourtant clairement un impact sur le calcul des droits du concédant et des dettes et créances réciproques.

Sur ce point, suite à l'audit sur site mené lors d'un contrôle précédent, EDF SEI avait répondu que le cahier des charges de la délégation de service public qui liait l'Etat et EDF depuis la nationalisation de la production et de la distribution d'électricité en Guadeloupe ne prévoyait pas d'isoler les sources de financement des biens.

Ce cahier des charges était basé sur un modèle générique de concession prévoyant une remise des ouvrages en état normal d'entretien. Par voie de conséquence les origines de financement n'ont été déterminées qu'à compter de la signature du précédent cahier des charges en 2008.

Cette réponse, très partielle, n'est pas acceptable. Elle n'indique en effet pas comment les origines de financement des ouvrages antérieures à 2008 ont été déterminées, posant question sur la fiabilité de leurs valeurs, et donc sur le solde des dettes et créances réciproques.

En outre, EDF SEI a par la suite complété ses propos :

La loi n°75.622 du 11 juillet 1975 a nationalisé le transport et la distribution de l'électricité dans les départements d'outre-mer, dont la Guadeloupe. Le décret du 31 octobre 1975 a transféré l'ensemble des biens et obligation de la société SPDEG à EDF.

L'identification précise des financements par date de mise en service des ouvrages n'est effective dans les systèmes d'informations que depuis 1997. Auparavant les différents modes de comptabilisation des biens concédés DP (qui ne figuraient pas à l'actif du bilan d'EDF avant 1987) ainsi que les contraintes des applications informatiques avaient conduit à un suivi global du financement des concédants par nature d'ouvrage, ce qui a conduit ultérieurement à une répartition par date de mise en service au prorata des valeurs des ouvrages.

Concernant les canalisations HTA, il convient de rappeler qu'avant 1987 elles relevaient du domaine propre d'EDF. A ce titre, elles ne faisaient pas l'objet d'un financement concédant. Dès lors il est normal que le taux soit très faible.

5. L'estimation du « ticket de sortie »

5.1 Définition des dettes et créances réciproques

Les dettes et créances réciproques résultent de l'application de l'article 49 du cahier des charges et correspondent au solde financier susceptible d'être réglé à l'expiration (ou en cas de fin anticipée) de la concession.

Conformément à l'article 49, ce solde est calculé comme la différence (plafonnée à la valeur nette comptable des ouvrages) entre :

- d'une part, le montant non amorti de la participation du concessionnaire au financement des ouvrages de la concession, réévalué par référence au TMO ;
 - d'autre part, le montant des amortissements constitués dans la proportion de la participation de l'autorité concédante au financement des ouvrages, complété, s'il y a lieu, du solde des provisions pour renouvellement.
- Lorsque le montant ainsi calculé est positif, il correspond à l'indemnité due par l'autorité concédante au concessionnaire ; lorsqu'il est négatif, il correspond à la soulte due par le concessionnaire à l'autorité concédante.
- À ce stade, la notion de "ticket de sortie" demeure hypothétique ; elle constitue néanmoins un élément important d'appréciation des équilibres concédant/concessionnaire et, le cas échéant, du rapport de force en fin de contrat.

5.1.1. La dette du concédant envers le concessionnaire

La dette potentielle du concédant envers le concessionnaire correspond au financement non amorti des ouvrages dans la proportion financée par le concessionnaire. Conformément à l'article 49, ce montant est pris en compte sur la base du "montant non amorti (...) tel qu'il résultera de la comptabilité du concessionnaire", réévalué par référence au TMO, dans la limite du plafonnement à la valeur nette comptable des ouvrages.

A noter que l'arrêt du Conseil d'Etat (commune de Douai) du 21 décembre 2012 remettrait en cause cette réévaluation :

*« l'indemnité mise à la charge de la personne publique au titre de ces biens **ne saurait en toute hypothèse excéder le montant calculé** selon les modalités précisées ».*

A noter que **suite au protocole d'accord FNCCR-Enedis signé à Besançon en juin 2024, un modèle d'avenant au cahier des charges de 2017 a été adopté le 20 novembre 2024**, modifiant l'article 49 sur l'indemnité de fin de contrat (IFC). Ce changement remplace une approche de « revalorisation au TMO de la VNC des financements Enedis » jusque-là partiellement définie et sujette à interprétation par une méthode encadrée et normalisée. Désormais, le calcul de l'IFC intègre explicitement **en cas de rupture anticipée** du contrat la **perte de rémunération du concessionnaire jusqu'à la fin théorique du contrat, ainsi que les frais de rupture anticipée**, le tout selon des modalités de calcul précises. Cette évolution clarifie les enjeux économiques liés à une sortie anticipée et sécurise le cadre contractuel au niveau national. Toutefois, cette nouvelle clause potentiellement applicable au cas d'EDF SEI ne sera applicable au niveau local qu'à la condition que le concédant signe effectivement cet avenant au cahier des charges.

5.1.2. La dette du concessionnaire envers le concédant

Conformément à l'article 49, la dette potentielle du concessionnaire envers l'autorité concédante correspond aux amortissements constitués dans la proportion du financement concédant, complétés, le cas échéant, du solde des provisions pour renouvellement.

5.1.2.1 Reversement du solde des provisions constituées pour le renouvellement

Le solde de provisions pour renouvellement (PR) correspond aux provisions constituées et non utilisées à la date considérée. Conformément à l'article 49 du cahier des charges, ce solde est susceptible d'être pris en compte dans le calcul du solde des dettes et créances réciproques : il vient, le cas échéant, compléter le montant des amortissements constitués dans la proportion de la participation du concédant au financement des ouvrages, pour déterminer l'indemnité ou la soulte de fin de concession.

En cas de renouvellement de la concession au profit du concessionnaire, l'article 49 prévoit explicitement que les provisions antérieurement constituées par le concessionnaire en vue de pourvoir au renouvellement des ouvrages concédés, non utilisées à l'échéance du contrat, restent affectées à des travaux sur le réseau concédé. Il en résulte que ces provisions conservent une vocation strictement patrimoniale : elles ne constituent pas un "résultat" librement mobilisable, mais un passif de concession devant être utilisé au bénéfice du réseau concédé.

Dans la pratique, la relation entre le niveau de PR comptabilisé et la réalité "technique" des besoins de renouvellement n'est pas nécessairement mécanique, compte tenu du caractère anticipatif et normatif de ce mécanisme (hypothèses de durée de vie, rythmes de renouvellement, valeurs de remplacement, aléas de programmation). Pour autant, au plan contractuel et économique, l'existence d'un solde de PR non utilisé à l'échéance constitue un enjeu direct pour le concédant : soit il demeure affecté à des travaux sur le réseau en cas de renouvellement de la concession, soit il est intégré au calcul des dettes et créances réciproques en cas de fin de concession, traduisant ainsi une dette potentielle du concessionnaire envers l'autorité concédante au titre de passifs de concession non liquidés.

5.1.2.2 Reversement des amortissements industriels

En complément du solde des provisions pour renouvellement, l'article 49 du cahier des charges prévoit que l'autorité concédante est susceptible de bénéficier, dans le calcul du solde des dettes et créances réciproques, du montant des amortissements constitués dans la proportion de la participation du concédant au financement des ouvrages de la concession.

Ces amortissements correspondent, dans la logique patrimoniale de la concession, aux droits en espèces du concédant : il s'agit de la part des amortissements comptabilisés par le concessionnaire sur des ouvrages financés par l'autorité concédante (ou pour son compte), venant réduire le solde éventuellement dû au concessionnaire, ou, à l'inverse, augmenter la soulte qui pourrait être due à l'autorité concédante selon les cas.

Il est important de souligner que l'article 49 vise expressément les amortissements constitués « dans la proportion de la participation du concédant », ce qui implique que le montant retenu dépend directement :

- de la répartition des origines de financement par ouvrage (concessionnaire vs concédant) ;
- de la politique d'amortissement comptable effectivement appliquée par le concessionnaire sur les catégories d'ouvrages concernées ;
- et de la traçabilité des flux comptables (mises en service, transferts, retraits/régularisations) qui conditionnent l'assiette amortissable.

Enfin, même si l'article 49 ne mentionne pas explicitement les ouvrages financés par des tiers, la logique comptable des "droits du concédant" conduit à assimiler ces financements à des financements concédants dès lors qu'ils concourent à l'établissement d'ouvrages concédés sans être financés par le concessionnaire.

Dans cette perspective, les amortissements constitués sur les fractions d'ouvrages financées par des tiers sont généralement analysés comme relevant des droits en espèces du concédant, sous réserve de la capacité à documenter la qualification du financement et son rattachement à la concession.

5.1.3. L'évaluation du « ticket de sortie »

Le « ticket de sortie » représente le solde des dettes et créances réciproques en fin de concession :

- Le financement non amorti du concessionnaire constitue une dette du concédant vis-à-vis du concessionnaire ;
- L'amortissement de la partie des biens financés par le concédant constitue une dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant ;
- Les provisions non utilisées sont restituées au concédant.

Ainsi en fin de concession, le concédant ou le futur concessionnaire devrait payer au concessionnaire sortant un « ticket de sortie » égal à :

$$\begin{aligned} \text{Ticket de sortie} = & \text{valeur nette des biens financés par le concessionnaire} \\ & - \text{amortissement des financements du concédant} \\ & - \text{provisions pour renouvellement non utilisées} \end{aligned}$$

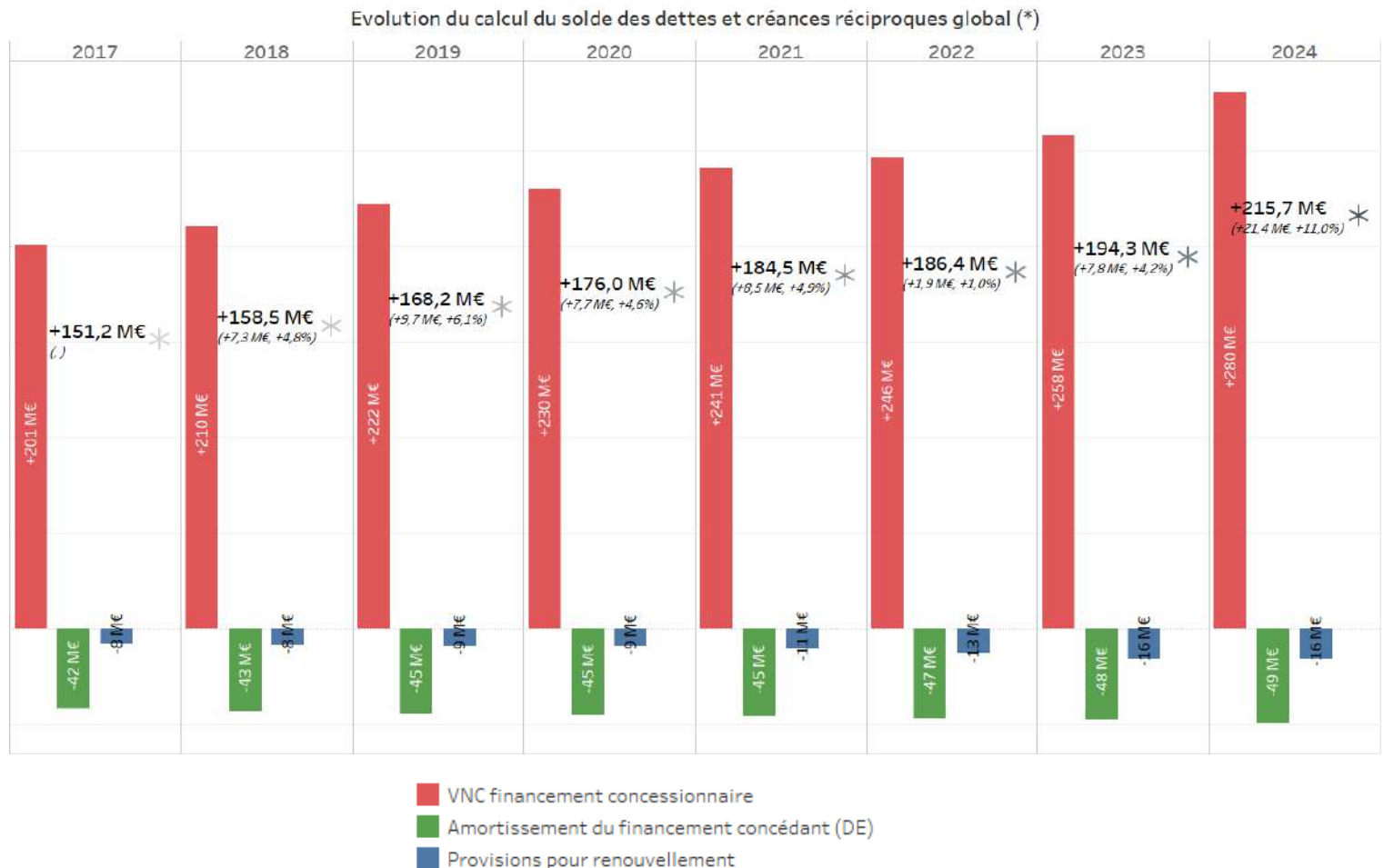
Si ce « ticket » est négatif, le concessionnaire sortant devrait payer une indemnité au concédant (ou futur concessionnaire).

À l'expiration de la concession, le solde des dettes et créances réciproques (souvent appelé « ticket de sortie ») résulte de l'application de l'article 49 du cahier des charges. Il correspond, dans la limite d'un plafonnement à la valeur nette comptable des ouvrages, à la différence entre (i) le montant non amorti de la participation du concessionnaire au financement des ouvrages, réévalué par référence au TMO, et (ii) le montant des amortissements constitués dans la proportion de la participation du concédant, complété, le cas échéant, du solde des provisions pour renouvellement. Lorsque ce solde est positif, il correspond à l'indemnité due au concessionnaire ; lorsqu'il est négatif, il correspond à la soulte due à l'autorité concédante.

5.2 Estimation du montant du ticket de sortie

A partir des données communiquées par EDF SEI et compte tenu des réserves qui portent sur les composants des droits du concédant et les provisions pour renouvellement, il a été estimé le montant du ticket de sortie depuis 2019 :

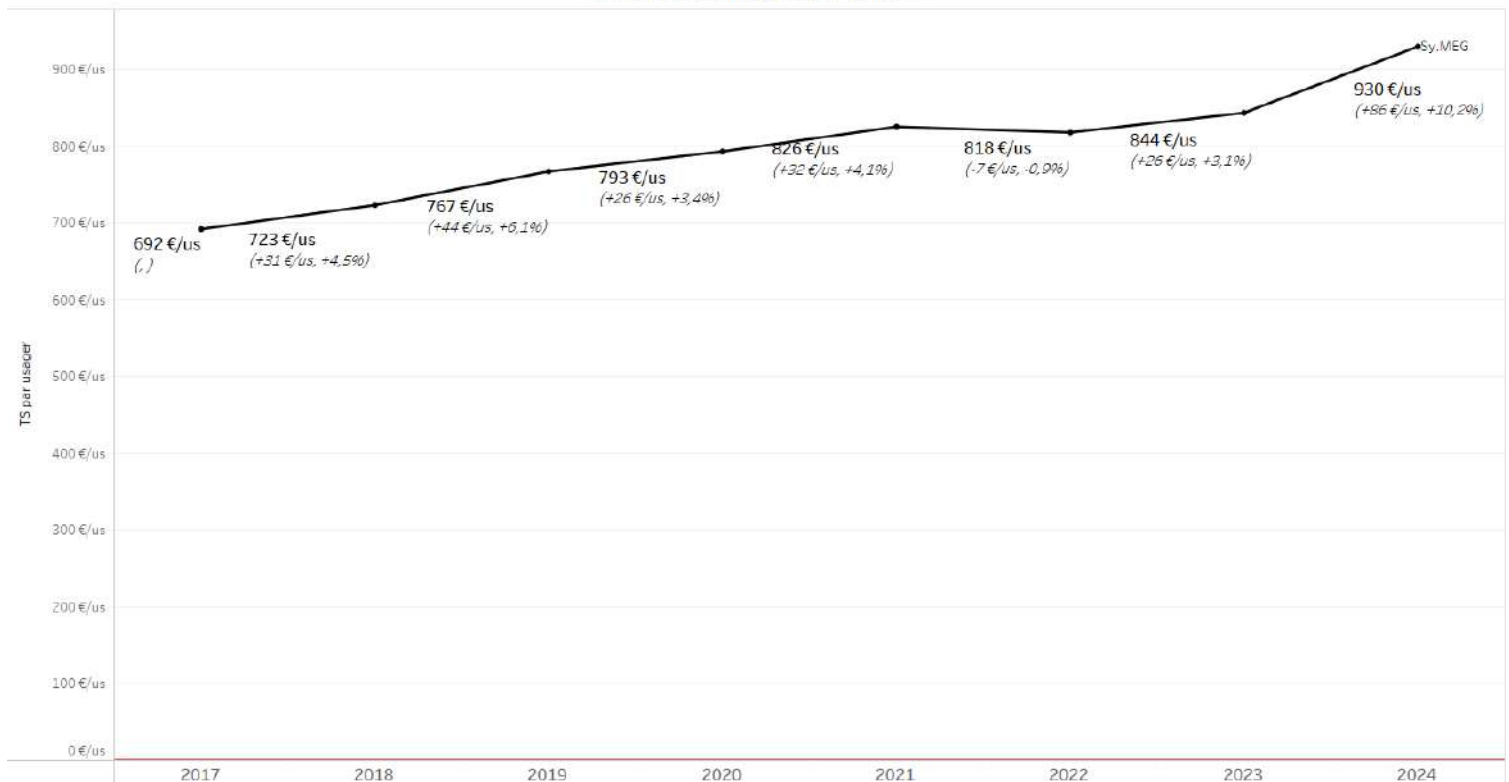
Evolution du solde des dettes et créances réciproques (*) sur la période 2019-2024



Au 31 décembre 2024, le ticket de sortie évalué est positif, c'est-à-dire que le concédant a une dette potentielle envers le concessionnaire. Celle-ci est évaluée à 215,7 M€. Ramené à l'utilisateur, cela représente à un montant de 930 €/us (844 €/us à fin 2023).

Par rapport à l'exercice précédent, le ticket de sortie a considérablement augmenté fortement en faveur du concessionnaire, de +21,4 M€. Cela s'explique essentiellement notamment par les investissements élevés effectués par EDF SEI au cours de l'exercice 2024 (+30% par rapport à 2023) mais également par l'arrêt du mécanisme de dotation à la provision pour renouvellement suite à l'entrée en vigueur du nouveau contrat de concession en 2024.

Ticket de sortie (TS) par usager



En outre, cette dette du concédant envers le concessionnaire paraît surévaluée dans la mesure où :

- L'amortissement industriel du financement concédant est sous-évalué compte tenu notamment :
 - De la sous-valorisation par EDF SEI des remises gratuites du Sy.MEG depuis de nombreuses années, qui perdurent voire s'aggrave encore aujourd'hui (cf. chapitre relatif aux VRG) ;
 - De la forfaitisation des origines de financement pour les ouvrages construits jusqu'au milieu des années 1980 ;
 - De l'absence d'amortissement du financement du concédant sur les ouvrages BT et les postes HTA/BT situés en zone ER (rurale) compte-tenu des spécificités comptables d'EDF SEI (similaires à celles d'Enedis en Métropole) et de la même façon en contradiction avec le cahier des charges de concession ;
 - Des manquements dans le processus d'immobilisation comptable des ouvrages sous MOA concédant remis gratuitement par le Sy.MEG, bien qu'en amélioration significative depuis les derniers contrôle (cf. *infra*, rapports antérieurs d'analyse comptable, chapitre relatif aux VRG) ;
- Les provisions pour renouvellement peuvent être également sous-évaluées compte-tenu notamment :
 - Du fait que l'ancien contrat ne prévoyait pas de constitution de provision pour renouvellement, expliquant que le stock de PR est « reparti à zéro » en 2008 (cf. *supra*) ;
 - Du fait qu'aucune provision pour renouvellement ne soit comptabilisée sur les ouvrages BT des communes de Saint-Claude et de Les Abymes qui sont pourtant deux communes mixtes ;
 - De l'absence de dotation aux provisions pour renouvellement sur les ouvrages BT et les postes HTA/BT situés en zone ER (rurale) compte-tenu des spécificités comptables d'EDF

SEI (similaires à celles d'Enedis en Métropole) et de la même façon en contradiction avec le cahier des charges de concession ;

- De l'arrêt du mécanisme de dotation aux provisions pour renouvellement suite à l'entrée en vigueur du nouveau contrat de concession en 2024.

6. Synthèse et Conclusions

Concernant les données transmises par le concessionnaire :

- La présente analyse repose sur les éléments comptables et patrimoniaux transmis par EDF SEI dans le cadre du contrôle sur pièces et de l'audit sur site relatifs à la situation de la concession à fin 2024, ainsi que sur des historiques pluriannuels permettant d'analyser les tendances ;
- Plusieurs limites structurelles de transparence persistent : malgré les demandes réitérées, certaines informations indispensables à une expertise fine demeurent non transmises, incomplètes ou difficilement rapprochables, ce qui restreint la capacité du concédant à objectiver certains mécanismes (passifs de concession, flux détaillés, traçabilité des mises en immobilisations et des retraits par la communication du numéro d'affaire EDF dans les requêtes comptables de flux de mise en service et de mise au retrait, etc.) ;
- **Ces limites s'inscrivent dans la continuité des contrôles précédents et constituent un point d'alerte récurrent sur la capacité à suivre de manière robuste l'évolution des droits et obligations réciproques.**

Analyse des données patrimoniales

L'analyse de l'état comptable et financier de la concession permet de déterminer les droits du concédant et d'évaluer les dettes et créances réciproques afin d'estimer le potentiel ticket de sortie de fin de contrat de concession. Pour cela, plusieurs éléments d'importance doivent être pris en compte et faire l'objet d'un contrôle rigoureux du concédant : la valorisation, les amortissements et la dotation aux provisions pour amortissements des ouvrages financés par le concessionnaire et l'autorité délégatrice.

Concernant la **valorisation des ouvrages** :

- Sur la valeur brute totale de 739 M€ à fin 2024, 65% sont réputés être financés par le concessionnaire (majoritairement sur les réseaux HTA) et 35% par le concédant (majoritairement sur les réseaux BT). Toutefois, la part de financement concédant n'a pas été constante dans le temps et suit une trajectoire globalement descendante depuis une vingtaine d'années ;
- **Fiabilité des origines de financement** en particulier sur les ouvrages anciens : les mécanismes historiques de reconstitution (approches forfaitaires/standardisées par typologie selon les périodes) continuent de poser question compte tenu de leur impact sur les droits du concédant ;
- **Justification insuffisamment étayée** : les explications apportées par EDF SEI sur l'historique contractuel et l'absence de détermination "au réel" avant certaines dates ne suffisent pas, en tant que telles, à démontrer la robustesse des origines de financement retenues pour les ouvrages antérieurs.

Concernant les **amortissements des ouvrages** :

- Le taux d'amortissement global de la concession ressort à **45,6% à fin 2024** (contre **46,1% à fin 2023**), soit une **baisse de 0,5 point**, observée pour la première fois depuis plusieurs exercices.

Point majeur : cette baisse n'est pas interprétable comme un "signal de rajeunissement" sans réserve. EDF SEI indique en effet que cette évolution est principalement liée à un **désalignement entre la base comptable et la base technique**, particulièrement marqué sur les **transformateurs HTA/BT**, avec une hausse des mises en service nettement plus forte en comptabilité qu'en technique (écart de flux), ce qui a un impact direct sur l'indicateur de vieillissement (dont une baisse de 3,9 points du taux d'amortissement de la catégorie "transformateurs", selon EDF) ;

- Le concessionnaire n'amortit pas la totalité des ouvrages mis en concession par l'autorité organisatrice de par son interprétation du cahier des charges de la concession. Ainsi, de tous les types de biens, seuls les biens non renouvelables par nature (immeubles, véhicules, etc.) et les biens renouvelables en zone ER ne sont pas amortis lorsqu'ils sont financés par le concédant. En particulier, les réseaux BT et les postes HTA/BT situés en zone ER ne sont pas amortis par le concessionnaire. Parce qu'aucun amortissement n'est constitué mais que la valeur nette est dépréciée dans l'inventaire, la dette du concessionnaire vis-à-vis de l'autorité délégatrice diminue, réduisant la valeur des droits en espèce, c'est-à-dire le montant des amortissements des financements concédants qui est l'un des éléments du calcul du ticket de sortie ;

Cette pratique est contraire aux obligations du cahier des charges de concession dans la mesure où les obligations de renouvellement ne sont pas localisées sur certaines communes de la concession mais sur l'ensemble des communes. Les droits du concédant sont ainsi fortement impactés à la baisse, cela étant dû essentiellement aux mouvements comptables opérés par EDF SEI sur les flux de mise en retrait (retrait, transfert et/ou régularisation) sur les postes HTA/BT et les transformateurs HTA/BT

Concernant les **dotations aux provisions pour renouvellement** :

- Entre 2023 et 2024, le stock de PR diminue de -0,2 M€ (-2%), première baisse depuis plusieurs exercices. Cette évolution est cohérente avec l'entrée en vigueur du nouveau contrat, qui ne prévoit plus de dotation à la PR, et conduit mécaniquement à une diminution progressive du stock au fil des affectations et reprises ;
- Points clés ayant posé problème (PR/DE – liquidation et traçabilité) :
 - Liquidation incomplète ou très partielle des passifs (PR et DE) en 2024** : EDF SEI indique que certains retraits d'ouvrages n'ont pas pu être traités en 2024 et que le traitement est en cours en 2025, ce qui confirme un report de liquidation et reconduit les incohérences relevées lors des contrôles antérieurs.
 - Même anomalie sur les droits en espèce (DE)** : EDF SEI apporte la même explication (retraits non traités en 2024, traitement en 2025), ce qui suggère un dysfonctionnement transversal de la liquidation des passifs de concession.
 - Conséquence : tant que la liquidation PR/DE n'est pas traitée de manière exhaustive et synchronisée avec les retraits/renouvellements, le suivi des droits et dettes concédant/concessionnaire reste fragilisé.**

Concernant **l'estimation du solde des dettes et créance réciproques (« ticket de sortie »)** :

- A fin 2024, la valeur nette comptable des ouvrages financés par le concessionnaire est de 280 M€, tandis que les provisions pour renouvellement sont estimées à 16 M€ et les amortissements sur les financements concédant à 49 M€ ;
- Ainsi, à fin 2024, **le ticket de sortie est donc estimé à 216 M€ en faveur du concessionnaire EDF SEI, soit 930 €/usager (contre 194 M€ à fin 2023, soit 844 €/usager).**

Analyse globale de l'exhaustivité des remises gratuites du Sy.MEG à EDF sur 2024

Dans le cadre de l'analyse des écarts entre les valorisations effectuées par EDF via son outil VRG et les dépenses réelles engagées par le Sy.MEG pour les ouvrages sous sa maîtrise d'ouvrage (MOA), une démarche méthodique et exhaustive a été reconduite lors du présent contrôle. Cette analyse porte sur l'exercice **2024** et s'appuie, comme lors du contrôle précédent, sur le croisement entre (i) la liste des valorisations des remises gratuites communiquée par EDF et (ii) les extractions Sinfoni retraçant les dépenses effectives du Sy.MEG pour chaque affaire.

Après retraitements et rapprochements (conservation des dernières valorisations transmises, élimination des affaires non croisées et suppression des doublons), l'analyse a permis de retenir **94 affaires "rapprochables"** sur les 112 affaires valorisées par EDF en 2024 d'après sa requête "définitive".

De façon globale, s'agissant de ces **94 remises gratuites** valorisées en **2024**, les résultats montrent :

- Dépenses totales du Sy.MEG (MOA interne 12% comprise) : 6 001 k€ ;
- Valorisation totale réalisée par EDF : 4 252 k€ ;
- **Écart de valorisation absolu : -1 749 k€, soit -29%.**

Ces résultats traduisent une sous-valorisation significative des remises gratuites en 2024. Ils apparaissent en outre plus défavorables que ceux constatés lors du contrôle précédent portant sur l'exhaustivité des remises gratuites 2022–2023, pour lequel l'écart global ressortait à -1 244 k€, soit -23% (5 339 k€ dépensés par le Sy.MEG pour 4 095 k€ valorisés par EDF). Ainsi, loin de se résorber, l'écart de valorisation **se dégrade en 2024** à l'échelle agrégée, alors même que ce type d'analyse vise précisément à suivre dans le temps l'évolution de la cohérence entre coûts réels et valorisations VRG.

Cet écart 2024 (-29%) demeure très supérieur à ce qui est constaté par ailleurs dans l'hexagone (de l'ordre de -5% à -10% dans le sens d'une sous-valorisation jusqu'à il y a quelques années, et proche de l'équilibre aujourd'hui).

Analyse d'un échantillon de remises gratuites à EDF SEI sous MOA du Sy.MEG

Il ressort globalement, sur les 10 affaires de l'échantillon ayant pu faire l'objet d'une analyse complète en 2024, un écart dans le sens d'une sous-valorisation par EDF SEI des affaires remises gratuitement par le Sy.MEG, de l'ordre de -42% en moyenne (soit 722 k€ dépensés par le Sy.MEG pour une valorisation par EDF SEI s'élevant à 416 k€), représentant un écart absolu de 306 k€.

- **Ces résultats confirment et aggravent ceux constatés lors de l'audit précédent portant sur un échantillon mixte d'affaires 2022-2023**, pour lequel l'écart global ressortait à -41% (257 k€ dépensés par le Sy.MEG valorisés à 151 k€ par EDF SEI, soit un écart absolu de 106 k€). Ainsi, loin de se résorber, l'écart de valorisation observé sur échantillon se maintient à un niveau très élevé et se dégrade légèrement en 2024.
- Comme lors des contrôles précédents, l'analyse détaillée des dossiers n'a pas mis en évidence d'écarts significatifs sur les quantités techniques valorisées, lesquelles apparaissent globalement conformes aux ouvrages effectivement réalisés. Les principales raisons des écarts constatés demeurent donc structurelles :
 - **Sous-valorisation chronique des coûts unitaires (CU) utilisés par EDF SEI dans son barème VRG ;**
 - Non prise en compte (ou prise en compte insuffisante) de certaines contraintes et difficultés spécifiques des chantiers du Sy.MEG, ainsi que des coûts induits liés aux déposes, qui ne se traduisent pas systématiquement dans la valorisation.
- Il est rappelé que le montant dépensé par le Sy.MEG pris en compte dans cette analyse s'entend hors frais internes de maîtrise d'ouvrage et hors frais d'études, ce qui tend potentiellement à réduire l'écart affiché par rapport à la réalité, dans la mesure où les coûts unitaires du barème VRG d'EDF SEI sont susceptibles d'intégrer tout ou partie de ces composantes.

En outre, quel que soit la typologie de réseau considérée, **les coûts unitaires moyens observés sur les flux d'immobilisation apparaissent nettement inférieurs lorsque les chantiers sont réalisés sous maîtrise d'ouvrage du concédant, par rapport à ceux réalisés sous maîtrise d'ouvrage EDF SEI**. Or, le principe de l'outil VRG est précisément de valoriser les affaires sous maîtrise d'ouvrage du concédant comme si les travaux avaient été réalisés par EDF SEI, sur la base de coûts représentatifs de ceux supportés par le concessionnaire.

EDF SEI indique avoir procédé à une mise à jour de son barème VRG en 2023, après une longue période sans révision, sans toutefois être en mesure d'en préciser la valeur moyenne par typologie d'ouvrage, ni de présenter un mécanisme de revalorisation automatique. Les résultats 2024 montrent en tout état de cause que cette mise à jour ne se traduit pas, à ce stade, par une convergence des valorisations : les écarts observés sur les affaires de l'exercice concerné demeurent très élevés, et même en légère aggravation par rapport à l'audit précédent. L'impact de la mise à jour du barème VRG intervenue en 2023 demeure donc un point majeur à suivre, mais les résultats observés en 2024 conduisent à considérer que les mesures engagées à ce stade ne permettent pas d'inverser la tendance, appelant des actions correctrices plus structurantes sur la détermination et la mise à jour des coûts unitaires utilisés pour valoriser les remises gratuites.

Enfin, il est relevé que, s'agissant des questions pourtant centrales relatives aux coûts unitaires du barème VRG et, plus largement, aux incohérences persistantes de valorisation mises en évidence par les analyses exhaustive et sur échantillon, EDF SEI renvoie de manière récurrente aux travaux d'un groupe de travail national FNCCR.

Si ce cadre d'échange peut contribuer à une réflexion de fond, il ne saurait, en l'état, se substituer à la production d'éléments objectivés, chiffrés et territorialisés, attendus dans le cadre du présent contrôle de concession (méthodologie de construction des coûts unitaires, justification des écarts constatés, calendrier d'actions correctrices, et trajectoire de convergence).

En conséquence, l'absence de réponse opérationnelle à court terme sur ce point majeur doit être considérée comme un facteur aggravant, dans la mesure où les écarts observés en 2024 restent très significatifs et ne montrent pas d'amélioration malgré la mise à jour du barème intervenue en 2023.

La collectivité devra donc rester vigilante notamment sur les aspects suivants :

- **Fiabilité des données patrimoniales à consolider** : désalignements persistants entre base comptable et base technique (notamment sur les transformateurs), qui fragilisent la lecture des indicateurs (amortissement, vieillissement, droits du concédant) ;
- **Passifs de concession (PR/DE)** : incohérences récurrentes depuis désormais plusieurs années sur les flux annuels : EDF indique notamment que des retraits 2024 n'ont pas été traités et sont reportés en 2025 ; le problème perdure depuis plusieurs exercices : besoin d'un rattrapage formalisé et tracé ;
- **Zone ER** : traitement des passifs de concession contestable (DE) : non-amortissement du financement concédant de certains ouvrages financés par le concédant (réseaux BT et postes HTA/BT en zone ER) avec un impact défavorable sur le ticket de sortie ;
- **VRG** : sous-valorisation très importante confirmée et en dégradation sur 2024 : écart global de - 29% sur la quasi-totalité des affaires 2024 et -45% sur l'échantillon (écarts aggravés vs audit précédent) ;
- **Réponses d'EDF insuffisamment opérationnelles sur la différence de coûts unitaires selon la MOA, impactant de facto la VRG** : renvoi récurrent au GT FNCCR, sans éléments chiffrés localement ni calendrier de correction ;
- **Ticket de sortie** à nouveau en forte dégradation : estimé à 216 M€ à fin 2024, soit 930 €/usager (contre 194 M€ / 844 €/usager à fin 2023).

Compte tenu du caractère récurrent et structurant de ces constats, le Sy.MEG attend d'EDF SEI la transmission d'un plan d'action formalisé, chiffré et daté, précisant pour chaque point (données patrimoniales, PR/DE, zone ER, VRG/coûts unitaires) les mesures correctrices, le calendrier de mise en œuvre, les responsables identifiés et les indicateurs de suivi permettant d'en vérifier l'effectivité et la résorption dans le temps.



Syndicat Mixte d'électricité de la Guadeloupe – Sy.MEG

Analyse du compte d'exploitation de la concession

Exercice 2024

Janvier 2026 — Version 1

www.aeconseil.fr

18, rue de la Pépinière – 75008 PARIS

+33(0)1 44 70 78 10

contact@aecenergie.fr

Table des Matières

INTRODUCTION	3
1. DESCRIPTION ET ANALYSE DE LA CONSTRUCTION DES « ELEMENTS FINANCIERS »	4
1.1 SITUATION D'ENSEMBLE.....	4
1.2 CONTENU ET DETERMINATION DES POSTES DE PRODUITS D'EXPLOITATION.....	14
1.2.1. Recettes d'acheminement	15
1.2.2. Recettes de raccordement et prestations	16
1.2.3. Autres recettes.....	17
1.2.4. Les « autres produits »	18
1.3 CONTENU ET DETERMINATION DES POSTES DE CHARGES D'EXPLOITATION	19
1.3.1. Les consommations de l'exercice en provenance des tiers.....	20
1.3.2. Les impôts, taxes et versements assimilés	23
1.3.3. Les charges de personnel.....	24
1.3.4. Les dotations d'exploitation	25
1.3.5. Les autres charges et charges centrales.....	26
1.4 LE RESULTAT D'EXPLOITATION DE LA CONCESSION.....	27
1.4.1. Mécanismes de calcul de la contribution à l'équilibre	27
1.4.2. Contribution à l'équilibre sur la concession du Sy.MEG	28
2. REVUE PLURIANNUELLE ANALYTIQUE DES CHARGES ET DES PRODUITS D'EXPLOITATION (PERIODE 2019-2024).....	31
2.1 PRINCIPALES EVOLUTIONS DES POSTES DE PRODUITS D'EXPLOITATION	31
2.2 PRINCIPALES EVOLUTIONS DES POSTES DE CHARGES D'EXPLOITATION.....	35
3. SYNTHESE ET CONCLUSIONS	38

Introduction

Un des principes de base de toute convention de délégation de service public est la gestion aux risques et périls du délégataire. La gestion aux risques et périls doit s'associer à un équilibre économique pour chacune des parties. Chaque année, le concessionnaire indique dans son compte-rendu annuel d'activité les éléments financiers de la concession.

Pour ce faire, il publie dans la rubrique « Les éléments financiers d'exploitation » les produits et les charges de la concession qui ne reflètent que partiellement l'économie de la concession. Contrairement à d'autres délégations de service public, les éléments fournis ne permettent pas d'avoir une vision juste de la réalité économique de la concession compte tenu de l'utilisation de clés de répartition peu explicitées et de la globalisation de certains postes, notamment des postes de charges. Le concessionnaire considère d'ailleurs qu'il ne présente pas le compte d'exploitation de la concession Mais présente des éléments financiers relatifs à l'économie de la concession. Si la nuance sémantique est certaine, les informations produites sont insuffisantes.

L'objectif de cette prestation est l'analyse de ces « éléments financiers » qui ne sont donc pas le compte d'exploitation de la concession. Il s'agira d'abord d'analyser la Manière dont le concessionnaire constitue ces éléments et ensuite d'effectuer une revue analytique des principaux postes de charges et produits d'exploitation.

Traditionnellement, le concessionnaire EDF SEI ne communique qu'un nombre limité d'informations comptables et financières, se retranchant derrière le fait qu'il n'est tenu de produire que les seuls éléments limitativement énumérés par le contrat de concession et notamment par son article 44. Au regard des évolutions jurisprudentielles, cette position n'est désormais plus tenable.

En effet, la jurisprudence administrative (Conseil d'Etat, n°369889, 18 décembre 2013, SIPPEREC, confirmant l'arrêt de la Cour d'appel de Paris n°10PA04608, du 25 Mars 2013) fait obligation au concessionnaire de communiquer à l'autorité concédante un compte rendu d'activité annuel comprenant tous les éléments comptables et financiers se rapportant à la concession et permettant à celle-ci d'exercer utilement son contrôle sur l'exécution de la convention par le concessionnaire. Ainsi, l'autorité concédante est en droit de solliciter de son concessionnaire « *la communication du compte de résultat détaillé à la Maille de la concession, des répartitions intra-concessions, du détail de l'actif et du passif et les comptes de résultat prévisionnel à N+1, N+2 et N+3* ».

A défaut de production de ces éléments, les juridictions administratives confirment la possibilité de Mettre en œuvre les pénalités prévues par l'article 46 du cahier des charges de concession pour non-obtention des données réclamées après Mise en demeure.

Les données analysées dans le présent rapport sont issues de l'historique des CRACs transmis par EDF SEI sur la période 2012-2024 dans leur version définitive.

1. Description et analyse de la construction des « éléments financiers »

Objectif :

Expliciter la Manière dont sont constitués par le concessionnaire les éléments financiers de la concession et notamment ceux présentés dans le Compte Rendu Annuel d'Activité (CRAC), en apportant des éclaircissements, notamment en termes de Maille et de clé de répartition utilisées sur les postes les plus représentatifs.

Evaluer la Méthode adoptée par le concessionnaire pour l'établissement des informations financières à la Maille de la concession du Sy.MEG, notamment les clés de répartition aux différentes Mailles de coûts. Proposer des pistes d'amélioration pour apporter une Meilleure lisibilité des informations financières transmises par le concessionnaire.

1.1 Situation d'ensemble

Le contexte :

Dans ses comptes rendus d'activité, le concessionnaire doit permettre à l'autorité concédante de connaître la situation économique réelle de la concession¹.

En effet, les autorités concédantes, propriétaires du réseau de distribution, ont un pouvoir de contrôle sur le service public de la distribution d'électricité et fourniture au tarif réglementé de vente, concédé à Enedis en Métropole et EDF SEI dans les territoires insulaires (Corse et Outre-Mer).

Ces derniers sont responsables du bon fonctionnement du service vis-à-vis des usagers. Ainsi, autant que les données patrimoniales, les autorités concédantes doivent pouvoir avoir une visibilité sur les dépenses d'exploitation engagées par un concessionnaire sur leur outil industriel, justifiant les tarifs aux usagers du territoire et impactant la santé des ouvrages, les services aux usagers, producteurs ou consommateurs.

Comme le précise l'article R1411-7 du code général des collectivités territoriales relatif au contenu des rapports annuels des délégataires de service public (auquel Enedis et EDF SEI ne sont pour l'heure pas soumis²), « l'imputation des charges s'effectue par affectation directe pour les charges directes et selon des critères internes issus de la comptabilité analytique ou selon une clé de répartition dont les Modalités sont précisées dans le rapport pour les charges indirectes, notamment les charges de structure. »

Le protocole d'accord ERDF-FNCCR du 18/09/2013 :

Dans ce protocole, ERDF et la FNCCR ont convenu d'améliorer de Manière continue la précision des données financières des CRAC. En particulier, il prévoit la transmission dans la Mesure du possible des données à

¹ Le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité a été condamné par la cour administrative d'appel de Paris, le 25 Mars 2013, à payer plus de 4 Millions d'euros au Sipperec, au terme d'un contentieux né en 2005. Ce Montant correspond aux pénalités émises par le Sipperec concernant les comptes-rendus annuels d'activité (CRAC) de sa concession de distribution et de fourniture d'électricité, considérés comme incomplets. En effet, les éléments financiers présentés dans le CRAC ne permettent pas au Sipperec de connaître la situation économique réelle de la concession puisque ces éléments ne peuvent être regardés comme constituant des données comptables et financières significatives au sens des stipulations de l'article 44 du cahier des charges.

² L'article L. 1411-12 du CGCT exclut leur application pour les délégations de service public lorsque la loi institue un Monopole au profit d'une entreprise, ce qui est le cas d'Enedis et d'EDF.

la Maille concession, grâce à la Mise en œuvre de nouveaux outils d'exploitation et de système d'information. A noter cependant que ce protocole ne s'applique pas explicitement à EDF SEI.

Cette démarche « peut recouvrir la Mise à disposition d'éléments comptables supplémentaires (par exemple le détail des comptes les plus significatifs au sein du poste « autres consommations externes »). En complément, une liste d'activités au périmètre de la concession pourra être portée à la connaissance de l'autorité organisatrice, telle que par exemple certaines dépenses de Maintenance et d'entretien du réseau, constituées à la fois de dépenses « charges de personnel » et « autres charges ».

En outre, il prévoit que la plupart des affectations pourront s'effectuer à la nouvelle Maille organisationnelle (par direction régionale), ce qui facilitera la répartition ensuite à la Maille concession. Autant que possible, les systèmes d'information pourront identifier les « données concessions », sachant que le fait générateur de la Majorité des charges se situe à une Maille supérieure de la concession et ne peut être collecté à la Maille concession.

L'existant

Conformément à l'article 44 du cahier des charges de concession, le compte-rendu annuel d'activité du concessionnaire présente, pour ce qui concerne le développement et l'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité, les « principaux éléments du compte d'exploitation au niveau géographique compatible avec l'obtention des données comptables et financières significatives ».

Afin d'optimiser les Moyens techniques et financiers Mis à disposition et donner tout son sens à la péréquation tarifaire basée sur l'efficacité du distributeur, un certain nombre de Moyens, outils et activités sont centralisés au sein de la direction EDF SEI 'fonctions centrales'. La répartition de ces ressources sur les concessions est explicitée *infra*.

Ces ressources sont produites en propre ou achetées à EDF et Enedis pour bénéficier des économies d'échelle liés à la spécialisation des activités.

Depuis 2016, Le CRAC est une étape intermédiaire vers une cible plus détaillée telle que l'attendent les autorités concédantes et qui est définie dans le 'décret CRAC' paru en 2016 (cf. *infra*).

Dans cet esprit, la présentation du compte de résultat a été améliorée en proposant plus de détail sur le poste « autres consommations externes ».

En outre, en 2015, en cohérence avec la définition du domaine concédé, les charges et produits relatifs à la HTB avaient été enlevés du compte de résultat, Mais sur deux lignes, par simplification : autres consommations externes et charges de personnel.

La production du détail des autres consommations externes conduit ainsi à retirer ligne à ligne les produits et charges HTB. Pour information les principaux postes impactés : la production stockée immobilisée, les autres dotations d'exploitation, les autres produits divers, les autres consommations externes. Ces variations se compensent et n'affectent, en théorie, pas le résultat.

Pour autant, l'existence de Maille supra-concessive, et notamment la Maille « Centre » (regroupant les îles de Guadeloupe ainsi que les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy) pour une partie significative des activités, afin de bénéficier d'économie d'échelle, n'affranchit pas de l'affectation localisée à l'échelle de la concession, dans la Mesure où de nombreux actes liés aux réseaux ou aux clients de la distribution d'électricité sont bien localisés.

Par exemple, une partie significative des charges de personnel, des achats de Matériels et services pour les activités de Maintenance du réseau (préventives et curatives) et d'intervention clientèle sont identifiables sans nul doute à une échelle locale (*a Minima* communale).

Le tableau *infra* Montre :

- les postes affectés directement et les clés de répartition utilisées lorsque l'affectation n'est pas à la Maille concession ;
- les Montants directement affectés et ceux répartis par clé dans le total des dépenses affectables à la concession ;
- les données disponibles directement à la Maille de la concession ou de la commune.

Certaines clés étant « Mixtes », avec une part de Montant natif, et une part de Montant réparti, notamment les « autres impôts et taxes » dont la CVAE (Cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises) est proratisée puisque calculée globalement à la Maille SEI.

De Même, une partie des « charges centrales » est logiquement proratisée de par le caractère Même de ces frais de siège. A noter également que, côté recettes, le reversement TURPE d'Enedis à EDF SEI résulte d'un calcul de prorata (cf. *infra*).

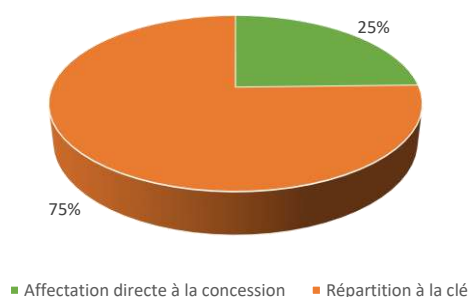
Pour des raisons de lisibilité, il est considéré que le terme « affectation directe à la concession » intègre tout de Même une répartition des charges/produits des îles du nord dans les chiffres de charges/produits de la concession du Sy.MEG, Mais cette approximation est acceptable compte-tenu du faible poids de ces îles.

Modalités de répartition des charges et produits d'exploitation pour 2024

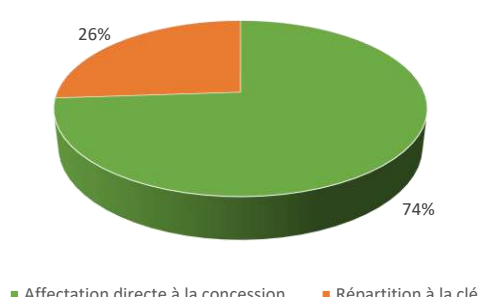
Produits d'exploitation détaillés	2021 (CRAC 2021)	Méthode de répartition 2021
Recettes d'acheminement	84 266 k€	
Dont clients HTA	10 848 k€	Affectation directe à la concession
Dont clients BT	60 382 k€	Affectation directe à la concession
Dont reversement TURPE ERDF	13 036 k€	Répartition par clé
Recettes de raccordements et prestations	2 592 k€	
Dont raccordements	2 576 k€	Affectation directe à la concession
Dont prestations	15 k€	Affectation directe à la concession
Autres recettes	980 k€	Répartition par clé
Chiffre d'affaires	87 838 k€	
Autres produits	15 342 k€	
Dont Production stockée et immobilisée	11 659 k€	Mix entre natif/répartition
Dont Reprises sur amortissements et provisions	2 515 k€	Répartition par clé
Dont Autres produits divers	1 168 k€	Répartition par clé
Total des produits	103 180 k€	

Charges d'exploitation détaillées	2021	Méthode de répartition 2021
Consommation de l'exercice en provenance des tiers	29 711 k€	
Dont Achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau	14 900 k€	Répartition par clé
Dont Redevances de concession	425 k€	Affectation directe à la concession
Dont Autres consommations externes	14 385 k€	Répartition par clé
Matériel	4 533 k€	
Travaux	4 272 k€	
Informatique et télécommunications	660 k€	
Tertiaire et prestations	2 447 k€	
Bâtiments	241 k€	
Autres achats	2 233 k€	
Impôts, taxes et versements assimilés	3 791 k€	Répartition par clé
Dont Contribution au CAS FACE	2 448 k€	Répartition par clé
Dont Autres impôts et taxes	1 343 k€	Répartition par clé
Charges de personnel	22 867 k€	mix entre natif/répartition
Dotations d'exploitation	17 636 k€	
Dont Dotation aux amortissements DP	15 028 k€	Répartition par clé
Dont Dotation aux provisions DP	1 797 k€	Répartition par clé
Dont Autres dotations d'exploitation	811 k€	Répartition par clé
Autres charges	1 129 k€	Répartition par clé
Charges centrales	19 520 k€	Répartition par clé
Total des charges	94 654 k€	

Charges d'exploitation



Produits d'exploitation



Les évolutions entre 2012 et 2024 sur la présentation des éléments financiers

Jusqu'à récemment, les informations économiques d'exploitation transmises dans les CRAC étaient Moins claires (plus dispersées), Mais des efforts importants d'amélioration ont été effectués depuis, de Manière progressive :

Niveau de détail sur les indicateurs de produits et de charges d'exploitation de la concession dans la partie principale du CRAC :

CRAC 2013

Produits détaillés (en k€)
Recettes d'acheminement
Dont Tarif vert
Dont Tarif Bleu
Dont complément versé par ERDF (TURP 3)
Recettes de raccordements et prestations
Autres recettes
Chiffre d'affaires
Autres produits
Contribution d'équilibre
Total des produits
Charges détaillées (en k€)
Consommation de l'exercice en provenance des tiers
Accès réseau amont
Redevances de concession
Contribution au CAS FACE
Dotation aux amortissements DP
Dotation aux provisions DP
Autres charges d'exploitation
Contribution aux charges centrales d'EDF
Contribution d'équilibre
Total des charges
Total des produits – total des charges (en k€)
Montant (y compris contribution à l'équilibre)

CRAC 2014

Produits détaillés (en k€)
Recettes d'acheminement
Dont Tarif vert
Dont Tarif Bleu
Dont complément versé par ERDF (TURP 3)
Recettes de raccordements et prestations
Autres recettes
Chiffre d'affaires
Autres produits
Contribution d'équilibre
Total des produits
Charges détaillées (en k€)
Consommation de l'exercice en provenance des tiers
Accès réseau amont
Redevances de concession
Contribution au CAS FACE
Dotation aux amortissements DP
Dotation aux provisions DP
Autres charges d'exploitation
Contribution aux charges centrales d'EDF
Contribution d'équilibre
Total des charges
Total des produits – total des charges (en k€)
Montant (y compris contribution à l'équilibre)

CRAC 2015

Charges d'exploitation détaillées (en k€)

Consommation de l'exercice en provenance des tiers
Accès réseau amont
Achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau
Redevances de concession
Autres consommations externes
Impôts, taxes et versements assimilés
Contribution au CAS FACÉ
Autres impôts et taxes
Charges de personnel
Dotations d'exploitation
Dotation aux amortissements DP
Dotation aux provisions DP
Autres dotations d'exploitation
Autres charges
Charges centrales
Total des charges
Total des produits - total des charges (en k€)

Produits d'exploitation détaillés (en k€)

Recettes d'acheminement
Dont clients HTA
Dont clients BT ayant une puissance souscrite ≤ 36 kVA
Dont clients BT ayant une puissance souscrite > 36 kVA
Dont reversement TURPE ERDF
Recettes de raccordements et prestations
Dont raccordements
Dont prestations
Autres recettes
Chiffre d'affaires
Autres produits
Production stockée et immobilisée
Reprises sur amortissements et provisions

Evolution par rapport au CRAC N-1

CRAC 2016 et 2017

Charges d'exploitation détaillées (en k€)		Produits d'exploitation détaillés (en k€)	
Consommation de l'exercice en provenance des tiers		Recettes d'acheminement	
Achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau		Dont clients HTA	
Redevances de concession		Dont clients BT ayant une puissance souscrite ≤ 36 kVA	
Autres consommations externes		Dont clients BT ayant une puissance souscrite > 36 kVA	
	Matériel	Dont autres	
	Travaux	Dont reversement TURPE ERDF	
	Informatique et télécommunications	Recettes de raccordements et prestations	
	Tertiaire et prestations	Dont raccordements	
	Bâtiments	Dont prestations	
	Autres achats	Autres recettes	
Impôts, taxes et versements assimilés		Chiffre d'affaires	
Contribution au CAS FACÉ		Autres produits	
Autres impôts et taxes		Production stockée et immobilisée	
Charges de personnel		Reprises sur amortissements et provisions	
Dotations d'exploitation		Autres produits divers	
Dotation aux amortissements DP		Total des produits	
Dotation aux provisions DP			
Autres dotations d'exploitation			
Autres charges			
Charges centrales			
Total des charges			
Total des produits - total des charges (en k€)			

Evolution par rapport au N-1

Depuis le CRAC 2015, les « autres charges d'exploitation » sont distinguées en :

- Charges de personnel ;
- Autres consommations externes ;
- Autres dotations d'exploitation.

De plus, les « recettes de raccordements et prestations » distinguent les « recettes de raccordements » des « recettes de prestations ».

En outre, **depuis le CRAC 2016**, EDF SEI décompose le poste des « autres consommations externes », représentant plus de 15% des charges, en les distinguant selon les 6 natures suivantes :

- **Achat de Matériel** : Ils sont effectués sur la concession en fonction des besoins d'exploitation et d'investissement du réseau, et se décomposent en :
 - Une part relative à l'exploitation
 - Une part relative à la gestion clientèle
- **Achat de travaux**
- **Informatique et de télécommunications** : ils comprennent les achats locaux sur la concession concernée de petits équipements de bureautique et téléphonie ainsi qu'une quote-part des contrats Mutualisés au niveau national (infogérance,...) ;
- **Tertiaire et prestations** : ils couvrent les besoins locaux sur la concession concernée (locations de salles et de Matériel, frais de transport, études techniques, travaux d'impressions...) ainsi qu'une quote-part de ces Mêmes achats, lorsqu'ils sont Mutualisés au niveau national ;
- **Bâtiments** : ils concernent les besoins locaux sur la concession concernée (locations de bureaux, frais de gardiennage et de nettoyage, ...) ainsi qu'une quote-part de ces Mêmes achats, lorsqu'ils sont Mutualisés au niveau interrégional ou national ;
- **Autres achats** : ils concernent :
 - d'une part, divers postes relatifs aux besoins locaux sur la concession concernée ainsi qu'une quote-part de ces Mêmes achats, lorsqu'ils sont Mutualisés au niveau national,
 - d'autre part, ils enregistrent les Redevances d'Occupation du Domaine Public (RODP), qui sont affectées directement à la concession en fonction des RODP des communes la composant.

Ces dépenses sont affectées à la concession au prorata de la valeur des actifs bruts de la concession du Sy.MEG dans le Centre (EDF îles de Guadeloupe, incluant Saint Barthélemy et Saint Martin).

Cette clef de répartition n'a pas été explicitement transmise par EDF SEI dans le cadre du présent contrôle portant sur l'exercice 2021.

A noter que lorsque les charges de ces différentes sous-rubriques concernent spécifiquement les fonctions centrales (frais au niveau du siège d'EDF, charges nationales, ...), elles sont réaffectées dans la rubrique « charges centrales ».

Ainsi, Malgré les évolutions significatives récentes, ces informations ne permettent donc pas au Sy.MEG de connaître les éléments financiers et économiques précis et par la suite la situation

économique réelle de la concession. Il faut reconnaître que le degré de précision sur cette dimension reste très pauvre par rapport à ce qu'il pourrait être objectivement fourni.

Evolutions possibles après 2023 :

En Métropole, Enedis a procédé (à partir du CRAC portant sur l'exercice 2016) au renforcement de la précision apportée sur certaines données, dans une logique d'amélioration continue et de transparence, concernant les reprises sur amortissements et provisions (recettes) et les dotations d'exploitation (charges) :

- **Extrait du CRAC 2021 (modèle Enedis en Métropole)**

CHARGES D'EXPLOITATION DÉTAILLÉES (en k€) (CONCESSIONNAIRE)	
PRODUITS D'EXPLOITATION DÉTAILLÉS (en k€) (CONCESSIONNAIRE)	
Recettes d'acheminement	Consommation de l'exercice en provenance des tiers
Dont clients HTA	Accès réseau amont
Dont clients BT ayant une puissance souscrite ≤ 36 kVA	Achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau
Dont clients BT ayant une puissance souscrite > 36 kVA	Redevances de concession
Dont autres	Autres consommations externes
Recettes de raccordements et prestations	Matériel
Dont raccordements	Travaux
Dont prestations	Informatique et télécommunications
Autres recettes	Tertiaire et prestations
Chiffre d'affaires	Bâtiments
Autres produits	Autres achats
Production stockée et immobilisée	Impôts, taxes et versements assimilés
Reprises sur amortissements et provisions	Contribution au CAS FACÉ
Reprises sur amortissements	Autres impôts et taxes
Dont reprises d'amortissements de financements du concédant	Charges de personnel
Dont autres types de reprises	Dotations d'exploitation
Reprises sur provisions	Dotations aux amortissements DP
Dont reprises de provisions pour renouvellement	Dont amortissement des financements du concessionnaire
Dont reprises d'autres catégories de provisions	Dont amortissement des financements de l'autorité concédante et des tiers
Autres produits divers	Dont autres amortissements
Total des produits	Dotations aux provisions DP
	Autres dotations d'exploitation
	Autres charges
	Charges centrales
	Total des charges

En outre, le Modèle de nouveau cahier des charges de concession, adopté par Enedis fin 2018 en Métropole, prévoit en annexe un certain nombre d'indicateurs à communiquer, et notamment concernant les aspects financiers. Ce sont notamment :

- Produits et charges liés à l'exploitation courante de la concession :
 - Rubriques relatives aux produits d'exploitation :
 - Recettes d'acheminement par type de client final (en fonction du domaine de tension et de la puissance Maximale souscrite : HTA, BT de puissance supérieure à 36 kVA, BT de puissance inférieure à 36 kVA) découlant du tarif d'utilisation des réseaux visé à l'article L. 341-2 du code de l'énergie,
 - Recettes de raccordement, de prestations annexes et autres recettes,
 - Production stockée et immobilisée,
 - Reprises sur amortissements distinguant les reprises d'amortissements de financements du concédant des autres types de reprises,
 - Reprises sur provisions distinguant les reprises de provisions pour renouvellement et les reprises d'autres catégories de provisions,
 - Total des autres produits d'exploitation,
- Rubriques relatives aux charges d'exploitation :
 - Achats dont coût d'accès au réseau amont et couverture de pertes,
 - Charges de personnel,
 - Redevances de concession,
 - Impôts et taxes,
 - Charges centrales et autres charges d'exploitation,
 - Charges calculées :
 - Dotations aux amortissements des biens en concession distinguant l'amortissement des financements du concessionnaire d'une part, et celui des financements de l'autorité concédante et des tiers d'autre part,
 - Autres amortissements,
 - Autres dotations d'exploitation.
- Produits et charges exceptionnels, le cas échéant.

Cela revient *de facto* à acter la transmission des indicateurs déjà communiqués dans la dernière version du CRAC Métropolitain (version 2018, toujours en vigueur sur l'exercice 2024).

Pour Mémoire, compte-tenu de divers changements de Méthodes comptables et changements de périmètre (notamment concernant la HTB, « retirée » du compte d'exploitation à partir du CRAC 2015, cf. *infra*, ou des Modifications des Modalités de répartitions de divers postes de charges et de produits), EDF SEI a recalculé les données N-1 au pro forma N (sur les CRACs 2015 et 2016).

Les principaux écarts entre les données N-1 des CRACs N-1 et les données N-1 des CRACs N apparaissent dans les tableaux suivants (→) :

Chronique des CRACs sur les produits d'exploitation

Source :		CRAC 2014	CRAC 2015 (V2)		CRAC 2016	
Produits d'exploitation détaillés (en k€)	Cf. Note	2014	Pro forma 2014	2015	PF 2015	2016
Recettes d'acheminement	2	94 600	74 647	76 742	71 569 015,77	71 354 297,65
Dont clients HTA		9 847	9 847	10 088	9 450 712,53	9 197 910,83
Dont clients BT ayant une puissance souscrite ≤ 36 kVA		55 017	55 017	55 830	52 158 602,65	54 016 060,32
Dont clients BT ayant une puissance souscrite > 36 kVA						
Dont reversement TURPE ERDF		29 736	9 784	10 823	9 959 700,59	8 140 326,50
Recettes de raccordements et prestations		1 744	2 903	3 681	3 657 046,57	4 647 375,42
Dont raccordements	3		1 757	2 868	2 849 610,40	3 068 823,86
Dont prestations	4		556	151	150 031,20	765 845,34
Autres recettes	5		590	662	657 404,97	812 706,21
Chiffre d'affaires			77 550	80 423	75 226 062,34	76 001 673,07
Autres produits		9 421	9 848	12 614		
Production stockée et immobilisée	6		7 730	9 400	8 858 758,82	7 028 003,34
Reprises sur amortissements et provisions	7		62	416	415 207,49	835 904,87
Autres produits divers	8		2 056	2 798	2 415 033,87	2 271 177,39
Total des produits		105 765	87 398	93 037	86 915 062,53	86 136 758,67

Chronique des CRACs sur les charges d'exploitation

		Source :	CRAC 2014	CRAC 2015 (V2)	CRAC 2016		
Charges d'exploitation détaillées (en k€)	Cf. Note		2014	Pro forma 2014	2015	PF 2015	2016
Consommation de l'exercice en provenance des tiers							
Accès réseau amont	9		18 500				
Achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau	10			9 382	12 230	-12 235 206,60	-12 317 501,01
Redevances de concession	11		254	30	394	-386 818,90	-154 117,71
Autres consommations externes	12			8 071	11 171	-12 493 791,13	-12 034 106,85
Impôts, taxes et versements assimilés							
Contribution au CAS FACÉ	13		780	778	865	-864 897,07	-827 212,86
Autres impôts et taxes	14			2 041	1 323	-1 939 244,58	-1 844 324,89
Charges de personnel	15			18 671	20 603	-20 618 734,57	-20 928 556,69
Dotations d'exploitation							
Dotation aux amortissements DP	16		13 960	10 536	10 988	-10 963 137,11	-11 972 732,13
Dotation aux provisions DP	17		1 051	1 165	922	-922 493,62	-764 993,49
Autres dotations d'exploitation	18			2 079	2 496	-155 845,14	-423 701,33
Autres charges	19		43 653	1 789	987	-987 899,06	-1 494 180,99
Charges centrales	20		1 770	12 631	11 297	-15 493 591,11	-15 350 456,72
Total des charges			85 064	67 173	73 277	-77 061 658,88	-78 111 884,67

Pour Mémoire, EDF SEI étant un gestionnaire de système intégré, les recettes d'acheminement perçues sont calculées sur le TURPE HTA/BT qui inclut, comme en Métropole, la part des coûts d'acheminement du réseau de transport. En Guadeloupe, comme dans l'ensemble des ZNI, ces coûts restent cependant dans le périmètre des activités d'EDF SEI et ne sont pas reversés à un autre opérateur de réseau. En effet, les données pro forma 2014 et 2015 n'intègrent plus les charges « d'accès au réseau amont » liées à la HTB (logique de présentation). D'autres postes ont toutefois varié entre 2014 et le pro forma 2014 du CRAC 2015, idem entre 2015 et le pro forma 2015 du CRAC 2016, ne concernant a priori pas la HTB (dotation aux amortissements), sans explication d'EDF SEI.

La suite du présent rapport ne s'intéresse aux données financières qu'à partir de l'exercice 2017, qui sont calées sur la présentation des données 2016 (permanence des Méthodes de comptabilisation et de présentation comptable sur la période 2016-2024).

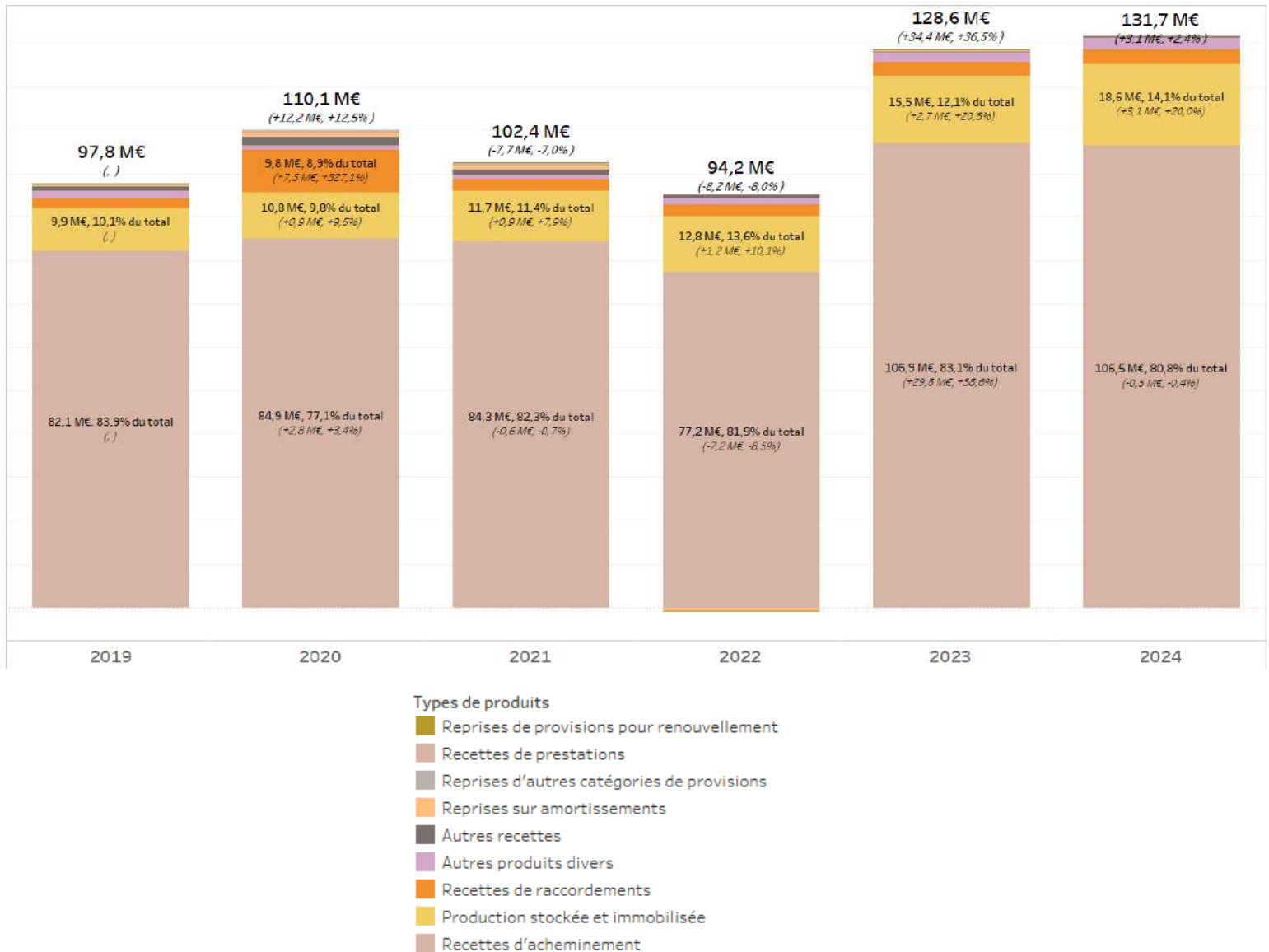
En synthèse sur les évolutions constatées et points d'amélioration à attendre

- Si on peut constater une **amélioration significative dans le format de présentation de l'équilibre économique de la concession ces dernières années** le degré de détail reste encore insuffisant, certains postes restant encore trop « globalisés » et la lisibilité sur une chronique de plusieurs exercices n'est pas chose aisée (rupture de chronique suite au retraitement de la HTB, Modifications de certaines Modalités d'imputation de dépenses/recettes dans les différents postes de charges/produits, etc.)
- Sur les charges d'exploitation, un effort significatif pourrait être attendu afin d'être conforme au protocole ERDF – FNCCR (non applicable explicitement à EDF SEI) et au décret CRAC de 2016. Comme tend à le suggérer le protocole, une information d'ordre analytique permettant d'identifier par exemple l'effort de Maintenance préventif et curatif serait très utile.
- Sur le plan des affectations, en 2024, EDF SEI affecte environ les trois quarts des recettes directement à la Maille concession, ce qui apparaît satisfaisant. En revanche seul le quart des postes de charges sont concernées par une affectation directe à la Maille concession (stable par rapport à l'exercice précédent), ce qui est bien insuffisant pour fournir une image financière représentative.
- Aucune évolution n'est survenue et n'a été constatée sur les éléments présentés dans le CRAC 2024, dernière année ayant fait l'objet d'un audit approfondi du compte d'exploitation. La Méthodologie de calcul et de présentation comptable n'a pas évolué depuis 2016 : cette permanence des Méthodes est un point de satisfaction.

1.2 Contenu et détermination des postes de produits d'exploitation

Le tableau et le graphique *infra* récapitulent les produits d'exploitation des 6 derniers exercices (2019 à 2024).

Evolution des produits d'exploitation sur la concession du Sy.MEG sur la période 2019-2024



1.2.1. Recettes d'acheminement

Composition et niveau :

Les recettes d'acheminement correspondent aux sommes perçues au titre du Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Électricité (TURPE). Ce tarif, fixé par décision Ministérielle sur proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), a pour objectif de couvrir les coûts supportés dans le cadre de l'activité de distribution d'électricité. Conformément au principe de péréquation, ce tarif est unique sur l'ensemble du territoire national.

Les recettes d'acheminement intègrent :

- l'acheminement livré, relevé et facturé sur l'exercice aux clients aux Tarifs Réglementés de Vente ;
- les variations d'acheminement livré, relevé ou non relevé Mais non encore facturé entre les clôtures des exercices 2023 et 2024 ;
- la dotation annuelle du Fonds de Péréquation de l'Électricité (FPE), dont EDF SEI bénéficie depuis le 1er janvier 2018, au titre de la part réseau de distribution.

En Guadeloupe, à la différence de la Métropole, la présentation des recettes d'acheminement dans le Compte Rendu Annuel de Concession (CRAC) n'est pas ventilée par segments tarifaires détaillés (tarifs bleus, jaunes et verts), Mais uniquement selon deux catégories : clients BT (dont tarifs Bleu et Bleu+) et clients HTA. Cette segmentation simplifiée résulte des contraintes du système d'information comptable et financier d'EDF SEI. Il convient également de rappeler que le tarif Jaune n'existe pas dans les DOM, et que le tarif Bleu+ (clients BT >36 kVA) et le tarif Bleu (clients BT ≤36 kVA) présentent la Même structure tarifaire.

Enfin, les recettes d'acheminement incluent le reversement TURPE d'Enedis (dotation FPE pour EDF SEI), déterminé par la CRE au niveau de la Maille SEI sur la base de l'écart entre les recettes effectives et les charges constatées.

Les recettes d'acheminement sur la concession au titre de l'exercice 2024 s'élèvent à **106,5 M€** (en intégrant le reversement du TURPE/FPE), soit une quasi-stabilité par rapport à 2023 (**106,9 M€** d'après le CRAC 2023). Elles représentent **80,8% des produits de la concession**, proportion en léger recul de -1,4 point par rapport à l'exercice précédent.

Sans intégrer le reversement du TURPE/FPE, qui atteint **22,5 M€** en 2024, les recettes d'acheminement HTA et BT s'élèvent à **83,9 M€**, en recul de **-7,7%** par rapport à 2023 (90,2 M€). Cette baisse reflète principalement la diminution des volumes acheminés, partiellement compensée par la revalorisation du tarif d'utilisation du réseau public d'électricité de **+4,81% au 1^{er} novembre 2024**.

La répartition entre segments reste proche des années précédentes : les clients BT concentrent l'essentiel des recettes (près de **83%**), tandis que les clients HTA en représentent environ **17%**.

S'agissant plus spécifiquement de la dotation TURPE/FPE, EDF SEI a précisé que, en tant que gestionnaire de système intégré dans les Zones Non Interconnectées (ZNI), les recettes d'acheminement perçues intègrent, comme en métropole, la part des coûts d'acheminement du réseau de transport. Toutefois, contrairement à la situation métropolitaine où ces coûts sont reversés à un gestionnaire de réseau distinct, ils demeurent en Guadeloupe dans le périmètre des activités d'EDF SEI. Cette méthodologie est identique pour l'ensemble des ZNI.

Les recettes FPE figurant dans le compte d'exploitation de la concession n'intègrent cependant que la part du reversement liée à l'acheminement sur les réseaux HTA/BT, à l'exclusion de la part relative au réseau amont HTB. À cette fin, le montant global du reversement FPE est ventilé par territoire selon une clé d'acheminement, puis retraité afin d'exclure les coûts afférents au réseau HTB. La part ainsi déterminée est ensuite affectée à la

concession du Sy.MEG au prorata de la clé d'acheminement appliquée à l'échelle de la Direction Régionale Guadeloupe.

EDF SEI a indiqué qu'une **erreur de calcul avait affecté l'exercice 2023**, le retrait de la part HTB du reversement TURPE/FPE ayant été réalisé de manière incomplète. Cette anomalie a conduit à une **surévaluation de la part HTA/BT** du reversement dans le CRAC 2023. En conséquence, un calcul « **pro forma 2023** » a été établi et communiqué dans le cadre du CRAC 2024 pour l'ensemble des concessions SEI. Cette correction impacte non seulement le montant du reversement TURPE/FPE 2023, mais également les **autres dotations d'exploitation** ainsi que le **calcul de la contribution à l'équilibre** qui en découle.

Enfin, concernant l'augmentation de **+24% de la dotation TURPE/FPE entre 2023 et 2024**, EDF SEI précise que cette évolution résulte d'une dynamique globale à l'échelle nationale, liée aux **montants fixés par la CRE**, et non d'un facteur spécifique à la concession du Sy.MEG.

Mode de détermination :

Les recettes d'acheminement indiquées sont des valeurs restituées directement au périmètre de la concession à partir des systèmes de facturation d'EDF SEI.

Le reversement du TURPE d'Enedis à EDF SEI est imputé sur la concession après répartition par centre EDF à la clé acheminement.

1.2.2. Recettes de raccordement et prestations

Composition et niveau :

Les recettes de raccordements et prestations regroupent :

- les recettes de **raccordements** de clients facturés au forfait et hors forfait, incluant les tickets (forfait) et les prestations de raccordement au réseau facturées selon un barème établi par la CRE (contributions liées notamment à la loi SRU-UH). Elles intègrent en 2024 une part croissante de **raccordements de producteurs** ;
- les recettes de **prestations de services et d'interventions** facturées aux clients BT et HTA selon le catalogue de prestations approuvé par la CRE (mises en service, interventions pour impayés, Mesures de tension, prestations d'études pour raccordements producteurs, etc.).

Au titre de l'exercice 2024, ces recettes s'élèvent à **3,9 M€** (dont **3,5 M€** de raccordements et **0,2 M€** de prestations), contre 3,6 M€ en 2023. Elles représentent environ **3% du total des produits** de la concession, en progression de **+8,2%** par rapport à l'exercice précédent.

Cette croissance est portée d'une part par l'**augmentation du nombre de raccordements**, notamment liés aux nouveaux producteurs (+8,2%), et d'autre part par le **fort dynamisme des prestations** (+238%), principalement en raison du développement des prestations d'études pour les projets de raccordement de producteurs.

S'agissant de l'effet tarifaire, EDF SEI indique qu'il **n'a pas contribué à l'augmentation des recettes en 2024**. En effet, si un nouveau barème de raccordement SEI a bien été approuvé par la CRE (délibération n°2023-58 du 16 février 2023), celui-ci n'est applicable que depuis le 16 mai 2023, et son impact sur l'exercice 2024 demeure limité. Par ailleurs, le barème de raccordement SEI 2024 ne sera applicable qu'à compter du 17 juillet 2025, excluant tout effet prix significatif sur l'exercice analysé.

Ainsi, l'évolution des recettes de raccordements et prestations en 2024 reflète principalement le **dynamisme de l'activité de raccordement**, en particulier des projets de production, et non une revalorisation des tarifs.

Mode de détermination :

Les recettes de raccordements et de prestations sont issues de la comptabilité du Centre et affectées au périmètre de la concession au prorata du nombre de clients. Elles reflètent donc directement le produit effectivement perçu par le concessionnaire pour ces services. La Méthode de comptabilisation est inchangée en 2024.

1.2.3. Autres recettes

Les autres recettes correspondent aux Montants comptabilisés par chaque Centre dans le cadre de l'exécution de **prestations annexes** : prestations liées à la Mixité EDF-GRDF (uniquement pour la Corse), Modifications d'ouvrages, études diverses, ainsi qu'une quote-part de ces Mêmes recettes lorsqu'elles sont Mutualisées au niveau national. Cette quote-part est affectée à chaque Centre au prorata de ses activités, puis ventilée sur chaque concession en fonction du nombre de clients qu'elle représente.

Au titre de l'exercice 2024, les autres recettes de la concession s'élèvent à **0,2 M€**, contre **0,35 M€** en 2023, soit une baisse de **-33%** environ. Elles représentent une part **résiduelle du total des produits (moins de 0,2%)**.

Cette diminution résulte principalement de la **réduction du nombre de prestations facturées aux clients** pour des services annexes tels que la délivrance de duplicata ou certaines interventions spécifiques. Cette tendance est liée à la **digitalisation de la relation clientèle** (déploiement des applications DOM & CROSE, AEL, etc.), qui réduit le recours aux services traditionnels facturés.

Les autres recettes sont issues de la comptabilité du Centre et affectées à la concession au prorata du nombre de clients. La Méthode de comptabilisation est inchangée en 2024.

1.2.4. Les « autres produits »

Composition et niveau :

Les autres produits se décomposent en trois catégories principales :

- **La production stockée et immobilisée**, qui représente la valorisation des travaux réalisés par EDF SEI pour elle-même. Elle est évaluée au prix de revient et permet de neutraliser les charges d'exploitation correspondant aux coûts internes (main-d'œuvre, Matériel...) concourant à la création d'immobilisations ou de stocks au cours de l'exercice. Ce Mécanisme comptable assure que la valeur de l'immobilisation produite figure à l'actif du bilan, sans impact sur le résultat d'exploitation. En 2024, ce poste s'élève à **18,6 M€**, contre **15,5 M€** en 2023, en progression de **+20%**. Cette hausse est principalement liée à l'augmentation du nombre d'heures de Main-d'œuvre immobilisées (**26 603 heures**) sur les projets d'investissements.
- **Les reprises sur amortissements et provisions**, qui s'élèvent à **0,16 M€** en 2024 contre **0,26 M€** en 2023, soit une baisse de **-37%**. Ce poste comprend principalement des reprises d'amortissements de financements du concédant. La diminution constatée résulte d'un niveau de reprise plus faible en 2024 sur certains programmes, notamment les **déplacements d'ouvrages**.
- **Les autres produits divers**, composés essentiellement de remboursements divers et indemnités d'assurance, atteignent **2,6 M€** en 2024 contre **2,3 M€** en 2023 (soit une hausse de **+13%**). Cette évolution s'explique par des opérations de reclassement ayant conduit à l'annulation de charges à payer.

Au total, les autres produits de la concession s'élèvent à **21,4 M€** en 2024, contre **18,1 M€** en 2023, en hausse de **+18%**. Ils représentent environ **16% du total des produits de la concession**, proportion en légère augmentation par rapport à l'exercice précédent (15%).

Mode de détermination :

- La production stockée et immobilisée est affectée directement à la concession lorsqu'il s'agit d'investissements localisables, ou par clé de répartition (au prorata des actifs bruts) lorsqu'ils sont Mutualisés.
- Les reprises sur amortissements et provisions sont affectées à la concession par clé de répartition au prorata des amortissements du réseau de distribution publique.
- Les autres produits divers sont ventilés à la concession au prorata du nombre de clients qu'elle représente dans le Centre concerné.

La Méthode de comptabilisation reste **inchangée en 2024**.

EDF SEI n'a pas été en Mesure de transmettre la répartition de la production stockée et immobilisée entre la part native à la concession et la part répartie par clé de répartition.

EDF SEI a indiqué qu'«avoir le détail sur ce poste conduirait à donner le détail pour chaque affaire Mouvementée dans l'année, relevant de facto des choix de politique industrielle».

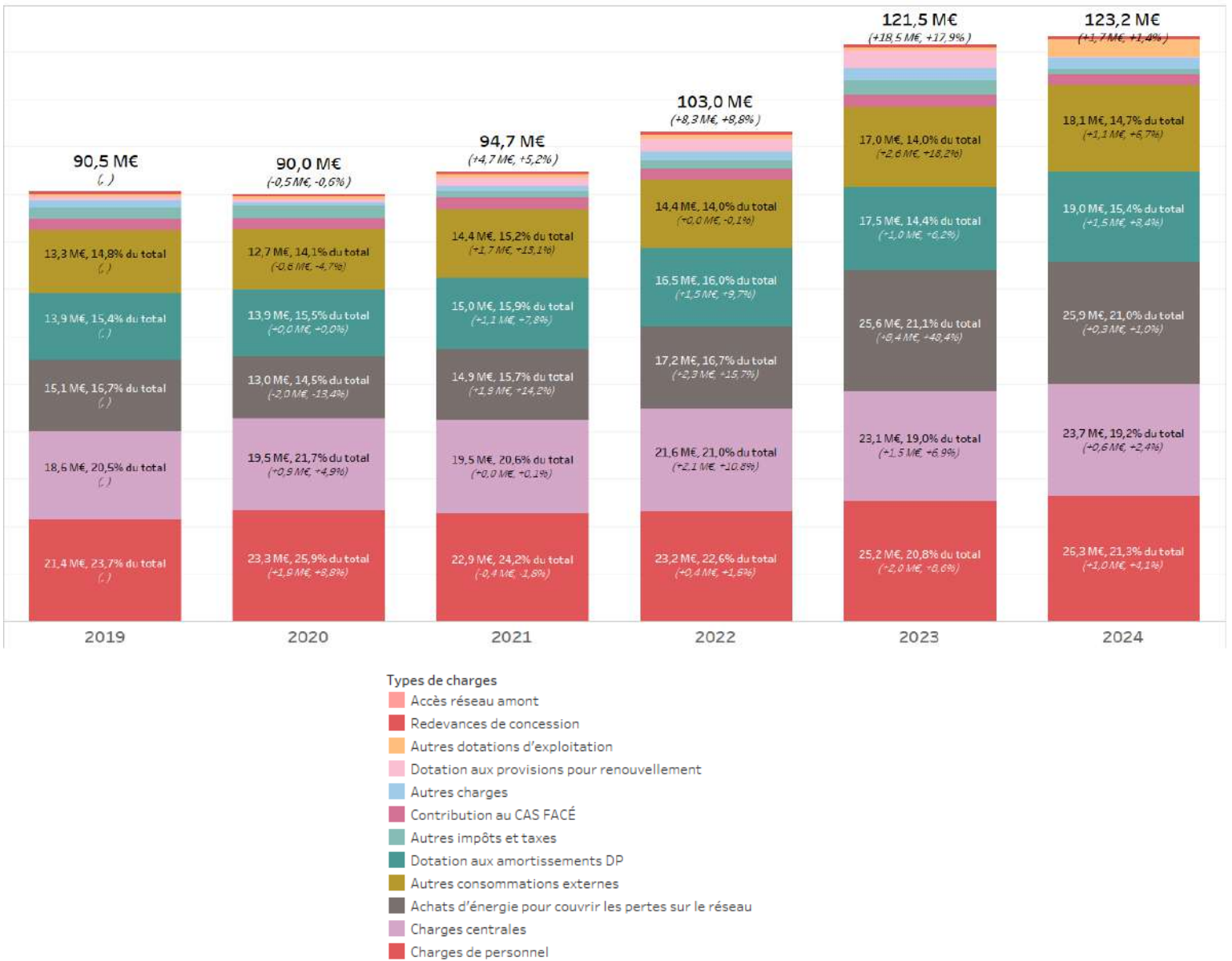
En revanche, **les reprises sur amortissements et provisions sont comptabilisées par clé de répartition** (affectation à la concession au prorata de la valeur des amortissements du réseau DP). Si cela peut se justifier pour les reprises de provisions « nationales » puisqu'elles n'ont pas, à leur origine, été constituées sur le territoire de la concession (ce type de provision couvre essentiellement des risques nationaux), l'utilisation d'une clé de répartition sur les reprises sur amortissements et provisions constituées localement n'est pas justifiée dans la Mesure où les systèmes comptables du concessionnaire permettent *a priori* de retracer ces flux à la Maille de la concession.

1.3 Contenu et détermination des postes de charges d'exploitation

Le graphique *infra* récapitulent les charges d'exploitation des 6 derniers exercices (2019 à 2024) :

Evolution des charges d'exploitation sur la concession du Sy.MEG sur la période 2019-2024

Détail des charges d'exploitation par typologie



A noter que, pour Mémoire, depuis le CRAC 2015, la décomposition des charges d'exploitation a gagné en lisibilité. En effet, il est fait une distinction entre :

- Les autres consommations externes (qui sont d'ailleurs détaillées en sous-catégories depuis le CRAC 2016, Mais qui n'apparaissent pas sur le graphique *supra* afin de gagner en lisibilité, cf. analyse spécifique *infra*) ;
- Les impôts, taxes et versements assimilés ;
- Les charges de personnel.

1.3.1. Les consommations de l'exercice en provenance des tiers

Composition et niveau :

Les consommations de l'exercice en provenance des tiers regroupent trois grands ensembles de charges :

- **Les achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau**, correspondant à l'électricité achetée afin de compenser les pertes constatées sur le réseau public de distribution. Ces pertes incluent à la fois les pertes techniques (effet Joule lors du transit) et les pertes non techniques (énergie consommée Mais non Mesurée). Conformément à la directive européenne du 26 juin 2003, ces achats sont réalisés par appel d'offres auprès de fournisseurs qualifiés, au niveau national, et portent sur des produits de Marché. Pour la concession, le Montant 2024 s'élève à **25,9 M€**, en hausse de **+1,0%** par rapport à 2023 (25,6 M€). Cette évolution est principalement liée à une augmentation des achats auprès de PEI (+115 GWh, +15%), alors Même que la production des énergies renouvelables locales a reculé (-91 GWh, -15%), en particulier sur la biomasse, l'éolien, la géothermie et la bagasse, compensée partiellement par la hausse du photovoltaïque, de l'hydroélectricité et du biogaz.

EDF SEI a précisé que cette légère augmentation du poste « achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau » observée en 2024 est principalement imputable à un effet prix, l'impact de l'évolution des prix d'achat de l'énergie ayant été supérieur à l'effet volume. En effet, EDF SEI indique que les volumes de pertes ont diminué entre 2023 et 2024, sous l'effet combiné d'une baisse du taux de pertes sur le réseau, qui a plus que compensé l'augmentation de la production totale injectée.

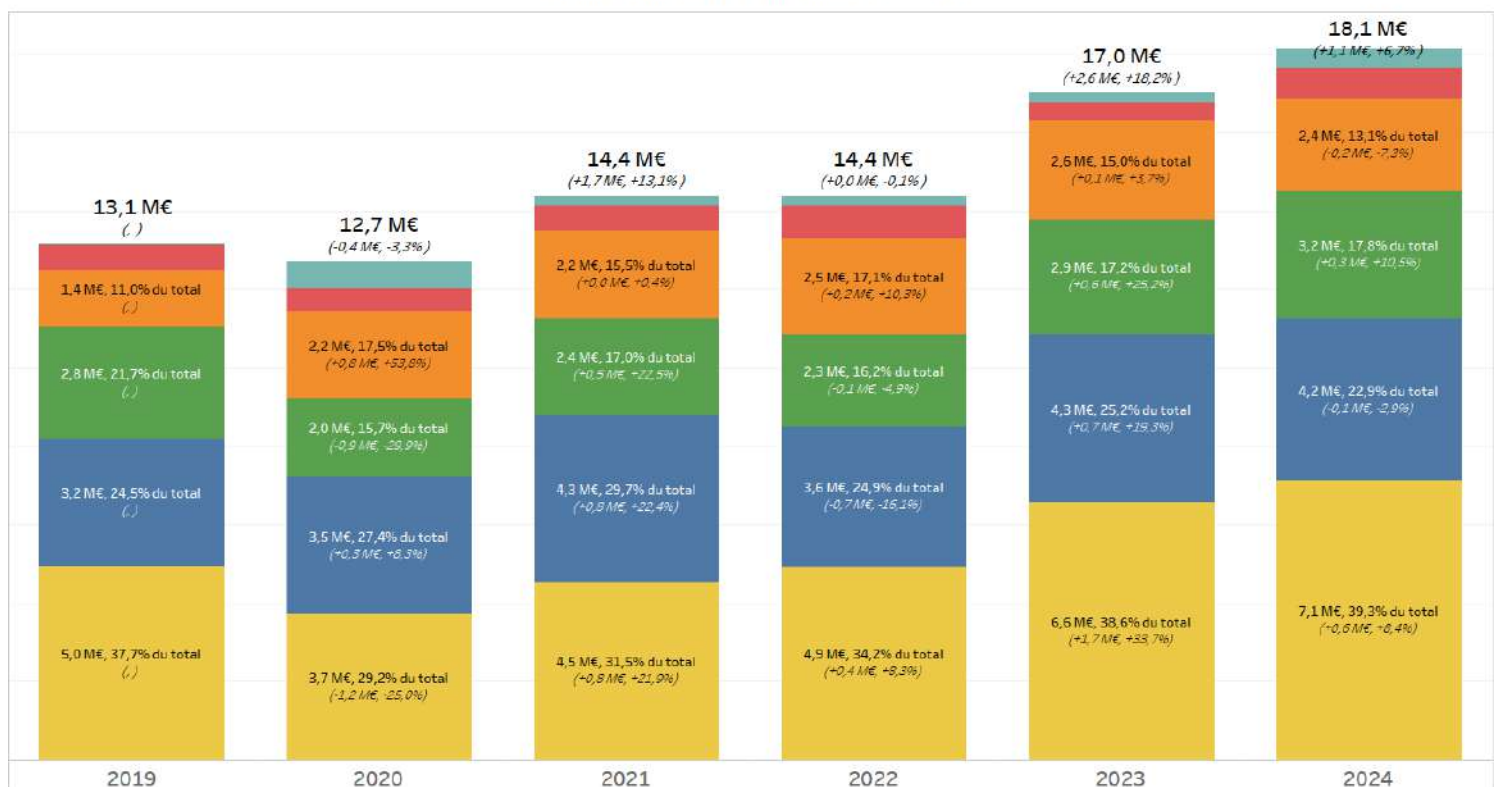
Ainsi, contrairement à la situation observée au niveau national pour Enedis, où le recul des prix de l'énergie en 2024 a entraîné une baisse marquée des achats d'énergie pour pertes après le pic de 2023, le niveau des charges constaté sur la concession de Guadeloupe demeure élevé. EDF SEI explique cette situation par une inertie des prix d'achat de l'énergie, liée aux spécificités du mix de production local et aux modalités contractuelles d'approvisionnement, notamment le recours accru aux moyens de production thermique insulaire (PEI).

EDF SEI n'a en revanche pas communiqué, à ce stade, la décomposition détaillée entre effet prix et effet volume, ni la répartition des pertes techniques et non techniques à la maille de la concession, ces éléments ne faisant pas l'objet d'un suivi finement tracé à ce niveau de périmètre.

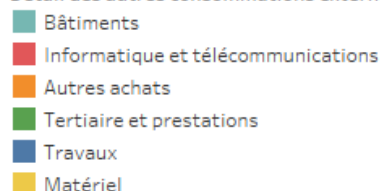
- **Les redevances de concession**, qui intègrent la somme des parts R1 et R2. Elles s'élèvent à **0,7 M€** en 2024, contre 0,6 M€ en 2023, en progression de **+22%**, dont une redevance de concession proprement dite portée à **0,5 M€** (+54%). Cette évolution résulte du nouveau contrat de concession et de l'actualisation des indices de calcul des redevances, en lien avec l'extension des linéaires de réseau.
- **Les autres consommations externes**, désormais présentées en six sous-catégories (matériel, travaux, informatique & télécommunications, tertiaire & prestations, bâtiments, autres achats). Elles totalisent **18,1 M€** en 2024, contre 17,0 M€ en 2023, en hausse de **+6,7%**. Leur évolution est contrastée :

- achats de Matériel : 7,1 M€ (+8%), hausse liée à la logistique industrielle et au petit Matériel pour véhicules ;
- travaux : 4,2 M€ (-2,9%), baisse due au reclassement de dépenses EOTP Netting, partiellement compensée par de nouveaux projets de raccordement ;
- informatique & télécom : 0,8 M€ (+76%), progression liée au changement d'opérateur et au déploiement de nouveaux équipements ;
- tertiaire et prestations : 3,2 M€ (+11%), hausse liée aux dépenses de formation, entretien de véhicules et assistance technique ;
- bâtiments : 0,5 M€ (+104%), augmentation en lien avec les frais de location et de gardiennage ;
- autres achats : 2,4 M€ (-7%).

Détail des autres consommations externes



Détail des autres consommations externes



Au total, les consommations de l'exercice en provenance des tiers atteignent **44,7 M€ en 2024**, contre 43,5 M€ en 2023, soit une progression de **+2,7%**. Elles représentent **36,3% du total des charges d'exploitation** de la concession.

Elles se décomposent entre :

- des charges **partiellement Maîtrisables** (achats d'énergie pour pertes : 25,9 M€) ;
- des charges **non Maîtrisables par le concessionnaire** (redevances : 0,7 M€) ;
- des charges **Maîtrisables** (autres consommations externes : 18,1 M€), représentant environ **15% du total des charges**.

À noter qu'EDF SEI étant une entreprise intégrée, les coûts d'accès au réseau de transport (HTB) n'apparaissent pas dans le compte d'exploitation, ceux-ci ne relevant pas du périmètre de la concession Sy.MEG.

Mode de détermination :

- Les achats d'énergie pour couvrir les pertes sont calculés par chaque Centre puis affectés à la concession au prorata de la valeur de ses actifs bruts.
- Les redevances de concession sont directement enregistrées à la Maille de la concession.
- Les autres consommations externes sont réparties selon une clé de répartition au prorata de la valeur des actifs bruts. Les charges spécifiques aux fonctions centrales sont, elles, ventilées dans la rubrique « charges centrales ».

La Méthode de comptabilisation reste **inchangée en 2024**.

1.3.2. Les impôts, taxes et versements assimilés

Les impôts, taxes et versements assimilés regroupent principalement :

- **La contribution au CAS FACE**, qui correspond à la quote-part de la concession au titre du **Compte d'Affectation Spéciale Financement des Aides aux Collectivités territoriales pour l'Électrification rurale (CAS FACE)**. Son Montant est déterminé conformément à l'article L.2234-31 du Code général des collectivités territoriales, à partir des volumes d'électricité distribués en basse tension (distinction entre communes de Moins ou plus de 2 000 habitants). En 2024, cette contribution s'élève à **2,2 M€**, en léger recul de -4% par rapport à 2023 (2,3 M€).
- **Les autres impôts et taxes**, qui recouvrent plusieurs impositions directes : **cotisation foncière des entreprises (CFE)**, **imposition forfaitaire sur les entreprises de réseau (IFER)**, **taxes foncières sur les propriétés bâties et non bâties (TF)**, **contribution sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE)**, ainsi que d'autres droits et prélèvements annexes (droits d'enregistrement, timbres fiscaux, contribution au Fonds de péréquation de l'électricité, etc.). En 2024, leur Montant atteint **1,2 M€**, contre 3,0 M€ en 2023, soit une baisse Marquée de -66%.

Au total, les impôts, taxes et versements assimilés de la concession s'élèvent à **3,3 M€ en 2024**, contre 5,3 M€ en 2023, soit une diminution de -38%. Ils représentent désormais **2,7% du total des charges d'exploitation**, contre 4,2% en 2023. Cette évolution résulte principalement de la baisse des « autres impôts et taxes », liée à des ajustements de bases fiscales et d'impositions forfaitaires.

L'ensemble des autres impôts et taxes est réparti sur la concession au prorata de la valeur des actifs bruts du réseau DP de la concession du Sy.MEG au sein du Centre concerné :

- La contribution CAS FACE est issue de la comptabilité du Centre et affectée à la concession au prorata de la valeur de ses actifs bruts ;
- Les autres impôts et taxes sont répartis sur la concession selon la Même clé de répartition ;

Comme en 2023, ne figurent pas dans cette rubrique ni l'impôt sur les sociétés (IS), ni les taxes dont EDF SEI n'est que percepteur (TVA, taxes sur la consommation d'électricité), qui ne constituent pas des charges d'exploitation du concessionnaire.

Cette rubrique ne fait pas l'objet d'un changement de Méthode en 2024.

1.3.3. Les charges de personnel

Composition et niveau :

Les charges de personnel comprennent les **salaires** et les **charges sociales** associées des agents d'EDF SEI affectés totalement ou partiellement à la concession du Sy.MEG. Elles concernent :

- les agents travaillant directement sur le **réseau** (entretien, dépannage, conduite du réseau) ;
- ceux en charge des **relations avec la clientèle** (comptage, relève, interventions techniques, accueil, facturation, raccordement) ;
- ainsi que le **personnel support** (gestion et administration).

Au titre de l'exercice 2024, les charges de personnel s'élèvent à **26,3 M€**, contre 25,2 M€ en 2023, soit une progression de **+4,1%**. Elles représentent environ **21,4% du total des charges d'exploitation** (proportion quasi stable par rapport à 2023).

Cette hausse est liée à deux facteurs principaux :

- l'**augmentation des effectifs** (+3% en 2024) ;
- les **Mesures salariales** Mises en œuvre afin de compenser l'inflation, qui ont conduit à une revalorisation globale des rémunérations.

Mode de détermination :

Pour tenir compte de ces différentes activités et du fait que les agents ne sont pas dédiés à une concession en particulier, les charges de personnel d'EDF SEI sont affectées à la concession selon les règles suivantes :

- Les charges de personnel relatives à l'activité de construction d'immobilisations sont affectées selon les coûts de Main-d'œuvre imputés aux affaires identifiables sur le périmètre de la concession (charges « natives »).
- Les charges relatives à l'activité réseau sont affectées à la concession au prorata de la valeur des actifs bruts du réseau DP.
- Lorsque ces charges concernent spécifiquement les fonctions centrales ou les fonctions support de centre, elles sont réaffectées à la rubrique « charges centrales ».

EDF SEI n'a pas donné la part des charges de personnel affectées de Manière native à la concession (celle imputée sur les travaux de construction d'immobilisations) de la part non native (activité réseau).

Il n'existe aucune raison qui justifie que cette Même Méthode (ou une Méthode similaire) ne soit aussi utilisée pour les achats de Matériels et prestations qui relèvent soit d'actes d'investissement ; soit « d'activités réseau ».

Cette rubrique ne fait pas l'objet d'un changement de Méthode en 2024.

1.3.4. Les dotations d'exploitation

Composition et niveau :

Les dotations d'exploitation regroupent l'ensemble des charges de dotations aux amortissements et aux provisions :

- **Les dotations aux amortissements DP** : elles correspondent à la charge annuelle d'amortissement des immobilisations du domaine concédé. Elles couvrent à la fois l'amortissement des financements du concessionnaire et celui du concédant, conformément aux dispositions du décret n°2016-496. Ces dotations sont générées directement par le système d'information au niveau de chaque centre et imputées à la concession. En 2024, elles s'élèvent à **19,0 M€**, en hausse de **+8,4%** par rapport à 2023 (17,5 M€). Cette progression est portée par l'augmentation de l'amortissement des financements du concessionnaire (**16,5 M€ en 2024, +10,6%**), tandis que l'amortissement des financements du concédant recule légèrement (**2,5 M€, -4,3%**).
- **Les dotations aux provisions pour renouvellement** : conformément au contrat de concession en vigueur, **aucune dotation pour renouvellement n'a été constituée en 2024** (contre 3,5 M€ en 2023).
- **Les autres dotations d'exploitation** : elles comprennent principalement les provisions pour pensions et obligations assimilées, les provisions pour charges et litiges, ainsi que les dotations aux amortissements sur immobilisations incorporelles et biens propres. **Elles s'élèvent à 3,8 M€ en 2024, contre 0,8 M€ en 2023 (d'après le CRAC 2023)**, soit une hausse significative de +3,0 M€. Elles représentent environ 3% du total des charges d'exploitation.

Le CRAC 2024 publie un montant « pro forma » des autres dotations d'exploitation 2023 de 3,6 M€, en retraitement du chiffre communiqué dans le CRAC 2023 (0,8 M€). EDF SEI indique que cet écart provient d'une anomalie du fichier de calcul utilisé en 2023, liée à l'utilisation d'un compte non disponible sur le plan comptable national et ayant conduit à une surévaluation de la part HTA/BT du FPE (cf. explication détaillée supra). Pour la comparaison interannuelle, le présent rapport retient toutefois les montants publiés dans le CRAC 2023.

Au total, les dotations d'exploitation s'élèvent à **22,8 M€ en 2024**, contre **21,8 M€ en 2023** (d'après le CRAC 2023), soit une hausse de **+4,6%**. Elles représentent environ **18,5% du total des charges d'exploitation**, proportion stable par rapport à l'exercice précédent. Cette progression résulte principalement de l'augmentation des **dotations aux amortissements** (+8,4%, portée par la hausse des amortissements sur financements du concessionnaire), tandis que la disparition de la **dotation aux provisions pour renouvellement** (3,5 M€ en 2023, 0 en 2024, suite à l'entrée en vigueur du nouveau contrat de concession en 2024) contribue à Modérer cette hausse.

Mode de détermination :

- Les dotations aux amortissements DP sont générées directement par le système d'information et imputées à la concession (clé « amortissements »).
- Les autres dotations d'exploitation sont réparties au prorata de la valeur brute des actifs de la concession au sein du Centre.

Cette rubrique ne fait pas l'objet d'un changement de Méthode en 2024.

1.3.5. Les autres charges et charges centrales

Composition et niveau :

Les autres charges regroupent divers éléments d'exploitation : la valeur nette comptable des immobilisations Mises au rebut (affectée directement à la concession), les charges sur créances clients devenues irrécouvrables ainsi que différents éléments non systématiquement récurrents (amendes, pénalités éventuelles, etc.). En 2024, elles s'élèvent à **2,5 M€**, contre 2,8 M€ en 2023, soit une baisse de **-11%**. Elles représentent environ **2% du total des charges d'exploitation**.

La diminution des autres charges s'explique principalement par la diminution des charges liées à la part acheminement irrécouvrable, la diminution en 2024 d'une partie des autres charges opérationnelles. Par ailleurs, il est à noter que l'épisode du black-out relève d'une problématique liée à la production d'électricité.

Les charges centrales correspondent à la quote-part imputée à la concession des charges supportées par les services centraux d'EDF et par les fonctions support des centres (cf. notes 11, 14 et 18). Elles incluent à la fois des charges fixes (structure) et une part de charges variables. Elles sont sensibles à des facteurs exogènes comme l'évolution des salaires, l'inflation ou encore l'augmentation des primes d'assurance. En 2024, les charges centrales s'élèvent à **23,7 M€**, contre 23,1 M€ en 2023, en progression de **+2,4%**. Elles représentent environ **19% du total des charges** de la concession.

Mode de détermination :

- Les autres charges sont affectées directement à la concession pour les Mises au rebut et réparties au prorata de la valeur brute des actifs pour les autres composantes.
- Les charges centrales sont réparties entre les concessions servies par un centre au prorata de la valeur brute de leurs actifs. Cette répartition est validée par la CRE.

Cette rubrique n'a pas fait l'objet d'un changement de Méthode en 2024.

1.4 Le résultat d'exploitation de la concession

1.4.1. Mécanismes de calcul de la contribution à l'équilibre

Au niveau de la concession, le principe de péréquation tarifaire (tarif unique au niveau national) se traduit par le calcul d'un résultat intégrant une contribution à l'équilibre (sous-entendu la contribution à l'équilibre des autres concessions françaises) visant à assurer l'équilibre global d'EDF SEI.

En effet chaque concession présente des caractéristiques territoriales qui induisent des niveaux de coûts d'exploitation différents. L'un des inducteurs de différence de coût Majeur est la densité et la concentration des charges (clients) sur le territoire. Alors que les recettes tarifaires dépendent du nombre de clients et des consommations, les territoires à faible densité de consommation sont coûteux à exploiter (longueur et éloignement des réseaux, vulnérabilité, espacement des clients...).

Ainsi la contribution à l'équilibre représente la participation de la concession aux surcoûts associés aux territoires les plus coûteux à exploiter ou la participation du niveau national au financement de la concession si son territoire est plus coûteux à exploiter que la Moyenne, au niveau d'EDF SEI.

Pour calculer le niveau de contribution à l'équilibre de chaque concession, EDF SEI calcule

- un résultat de la concession en faisant la différence entre les produits et les charges d'exploitation constatés, calculés ou affectés directement à la concession à partir des systèmes d'informations comptables. Ce résultat correspond à un **résultat d'exploitation « constaté » sur la concession**.
- une quote-part du résultat global de la direction EDF SEI, calculée au prorata du chiffre d'affaires de la concession. C'est donc un **résultat théorique « affiché »** et correspond au résultat d'exploitation présenté dans le CRAC.
- la valeur de la contribution à l'équilibre calculée au titre de la concession représente la différence entre ces 2 résultats, c'est-à-dire la différence entre les charges et produits constatés, calculés ou affectés à la concession à partir des systèmes d'informations comptables et la quote-part du résultat d'exploitation de la direction d'EDF SEI (niveau consolidé) calculé au *prorata* du chiffre d'affaires de la concession (résultat affiché « théorique »).

En d'autres termes, dans le cadre de la péréquation, la contribution à l'équilibre permet de Matérialiser la somme « versée » ou « touchée » par chaque concession pour l'équilibre du système global d'EDF SEI.

La valeur de la contribution à l'équilibre constitue un lien essentiel entre les concessions car il est le socle de l'unicité du tarif d'acheminement sur l'ensemble du territoire.

Au niveau de la comptabilité nationale d'EDF SEI, la somme des résultats des concessions est toujours, par construction, égale au résultat d'exploitation d'EDF SEI.

A noter qu'EDF SEI étant simplement une « direction » au sein du groupe EDF, elle ne dispose pas d'une comptabilité dédiée, empêchant toute reconstitution de celle-ci à la Maille concession sur la base de son résultat d'exploitation indisponible (puisque ce n'est pas une société ad-hoc).

1.4.2. Contribution à l'équilibre sur la concession du Sy.MEG

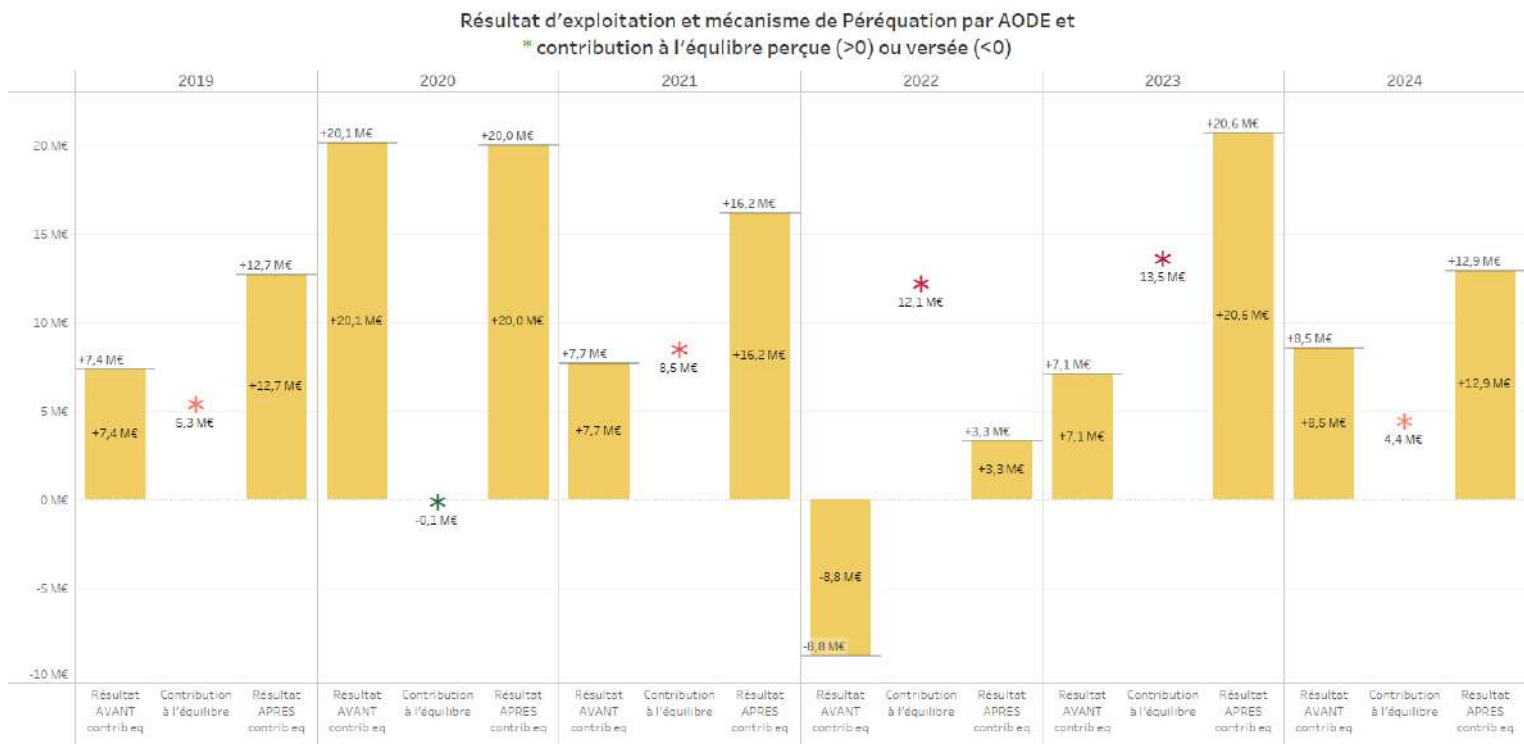
Pour Mémoire, sur la concession du Sy.MEG, les contributions à l'équilibre constituaient à l'époque, sur la période 2012 - 2015, des charges (venant *de facto* diminuer le résultat d'exploitation post-contribution à l'équilibre), d'un niveau relativement important (comprises entre 3% et 15% du chiffre d'affaires selon l'année considérée), signifiant que la concession du Sy.MEG était globalement plus « rentable » que la Moyenne des concessions de la direction d'EDF SEI. A l'inverse, les contributions à l'équilibre sur la période 2017-2024 correspondent (à l'exception de 2021) à des recettes (venant *de facto* augmenter le résultat d'exploitation post-contribution à l'équilibre), traduisant le fait que la concession du Sy.MEG présente une rentabilité affichée Moindre que la Moyenne des concessions de la direction d'EDF SEI sur cette période.

Cela représente, sur la période 2012-2015, une contribution de la concession du Sy.MEG vers les autres concessions d'EDF SEI, pour assurer l'équilibre du système global, et une situation inverse sur les exercices 2017-2024 (contribution des autres concessions d'EDF SEI vers la concession du Sy.MEG), Même si évidemment, dans la réalité, cette contribution ne donne lieu à aucun flux de trésorerie.

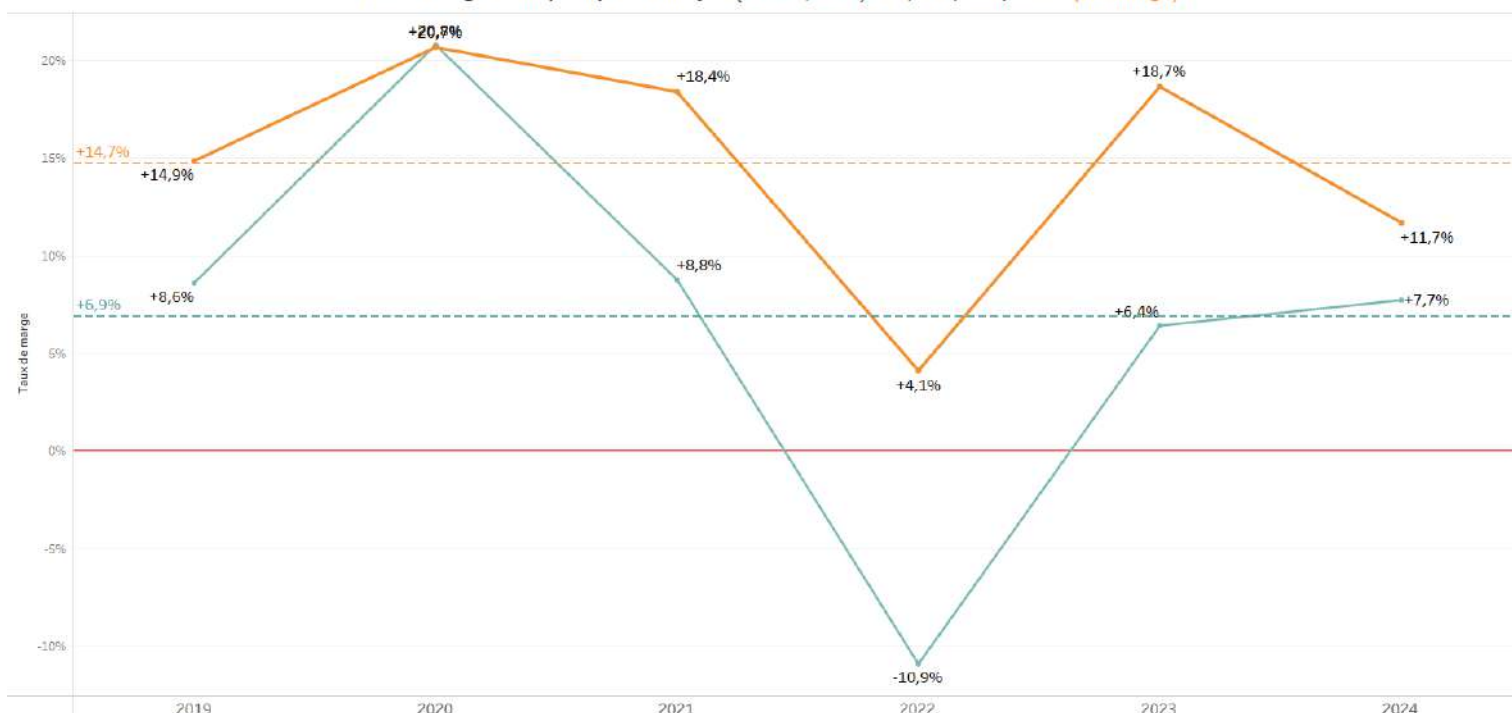
Le résultat d'exploitation affiché pour la concession par Enedis (résultat **après** contribution à l'équilibre) correspond à la différence des produits et recettes, Moins la contribution à l'équilibre (constituant une charge sur la concession du Sy.MEG sur la période 2012-2015 et un produit sur les exercices 2017-2024).

Le graphique *infra* représente les résultats d'exploitation avant et après comptabilisation de la contribution à l'équilibre, ainsi que le niveau de celle-ci :

Evolution des résultats d'exploitation et taux de Marge (avant et après contribution à l'équilibre, sur la période 2019-2024)



Taux de marge avant péréquation moyen (en turquoise) et après péréquation (en orange)



En 2024, le résultat d'exploitation avant contribution à l'équilibre s'élève à +8,5 M€, en amélioration par rapport à 2023 (+7,1 M€), grâce à une progression des produits supérieure à celle des charges. Le résultat après contribution à l'équilibre atteint +12,9 M€, traduisant une contribution nette reçue de +4,4 M€ de la part des autres concessions EDF SEI.

Sur la période 2019-2024, le taux de Marge (résultat d'exploitation / chiffre d'affaires) avant péréquation varie fortement, entre -10,9% en 2022 et +20,8% en 2020, tandis qu'après péréquation, il se situe dans une fourchette comprise entre +4,1% (2022) et +20,3% (2020). La Moyenne sur la période atteint près de 15% après péréquation, contre Moins de 7% avant péréquation, ce qui illustre le rôle correctif important du Mécanisme d'équilibrage.

Comme déjà souligné, la concession du Sy.MEG est systématiquement bénéficiaire de la péréquation depuis 2017, traduisant une rentabilité plus faible que la Moyenne des concessions EDF SEI. En 2024, la contribution à l'équilibre perçue (4,4 M€) est toutefois nettement inférieure à celle de 2023 (13,5 M€), ce qui explique la baisse du résultat après péréquation (12,9 M€ en 2024 contre 20,6 M€ en 2023).

Pour mémoire, l'impact des cyclones IRMA et MARIA sur les charges d'exploitation expliquant notamment ces rentabilités inférieures à la moyenne nationale sur les exercices 2018 et 2018 (l'impact des cyclones Irma et Maria de septembre 2017 avait été estimé à près de 7 M€ de charge d'exploitation en 2017 puis du même ordre de grandeur en 2018).

À titre de comparaison, la rentabilité Moyenne d'EDF SEI (environ **13%/an sur 2017-2024**) reste supérieure à celle d'Enedis en Métropole (de l'ordre de **8%/an** sur la Même période).

Le concept de calcul de la contribution à l'équilibre correspond à une démarche vertueuse car elle permet de Mettre en évidence le surcout ou le gain par rapport à la Moyenne nationale engendrées par l'environnement d'exploitation et l'effort du concessionnaire sur le territoire. Cependant ces deux termes (l'impact sur les dépenses de l'environnement d'exploitation et la performance du distributeur) ne sont pas dissociés. De Même, tant qu'une faible partie des charges est native de la concession, cette grandeur (la contribution à l'équilibre) sera peu représentative de la réalité. Elle sera forcément lissée puisque les répartitions relèvent en grande partie des proratas, comme explicité *supra*.

En synthèse sur les analyses des éléments financiers d'exploitation

- **Pour mémoire**, la concession du Sy.MEG présentait une rentabilité **supérieure à la moyenne d'EDF SEI** sur la période **2012-2015**, se traduisant par une **contribution à l'équilibre versée** par la concession sur cette période.
- **Le montant de la contribution à l'équilibre n'a pas été communiqué au concédant pour l'exercice 2016**, et ce malgré plusieurs relances, ce qui constitue une première rupture dans la continuité et la transparence de l'information financière transmise.
- **Sur la période 2017-2024**, la situation s'est globalement inversée : à l'exception de l'exercice 2020, la concession du Sy.MEG se situe **en deçà de la rentabilité moyenne d'EDF SEI**, se traduisant par une **contribution à l'équilibre perçue** sur la période. Les exercices **2017 à 2019** ont été fortement impactés par les conséquences des cyclones **IRMA et MARIA**, dont les effets sur les charges d'exploitation se sont prolongés sur plusieurs exercices.
- **Hors mécanisme de contribution à l'équilibre**, la concession du Sy.MEG demeure toutefois **structurellement bénéficiaire**, le résultat d'exploitation avant contribution restant positif sur la quasi-totalité de la période **2017-2024**, à l'exception des exercices **2017** (année post-cyclonique) et **2022** (année marquée par le pic des marchés de l'énergie).
- **L'exercice 2024 s'inscrit dans une phase de normalisation** après deux années de fortes tensions :
 - les charges d'exploitation se **stabilisent à un niveau historiquement élevé**,
 - les produits progressent modérément, portés par la production stockée et immobilisée et l'activité de raccordement,
 - le résultat d'exploitation s'améliore par rapport à 2023, malgré une quasi-stabilité des recettes d'acheminement et la persistance de coûts élevés liés à l'énergie.
- EDF SEI **n'étant pas une entité juridique "ad hoc"**, mais une **direction d'EDF**, elle ne dispose pas de comptes sociaux dédiés à la concession. Cette organisation **ne permet pas au concédant de reconstituer de manière autonome la contribution à l'équilibre**, laquelle demeure calculée à l'échelle SEI puis répartie par clés internes, limitant la lisibilité et la vérifiabilité du mécanisme.
- Sur la période **2017-2024**, la **rentabilité moyenne de la concession du Sy.MEG après contribution à l'équilibre** demeure **supérieure à celle observée sur les concessions exploitées par Enedis en métropole**, estimée à environ **8 % par an** après contribution. La rentabilité du Sy.MEG s'établit, sur longue période, à un niveau **structurellement plus élevé**, malgré une volatilité plus marquée liée aux aléas climatiques, énergétiques et aux mécanismes de péréquation propres aux ZNI.

2. Revue pluriannuelle analytique des charges et des produits d'exploitation (période 2019-2024)

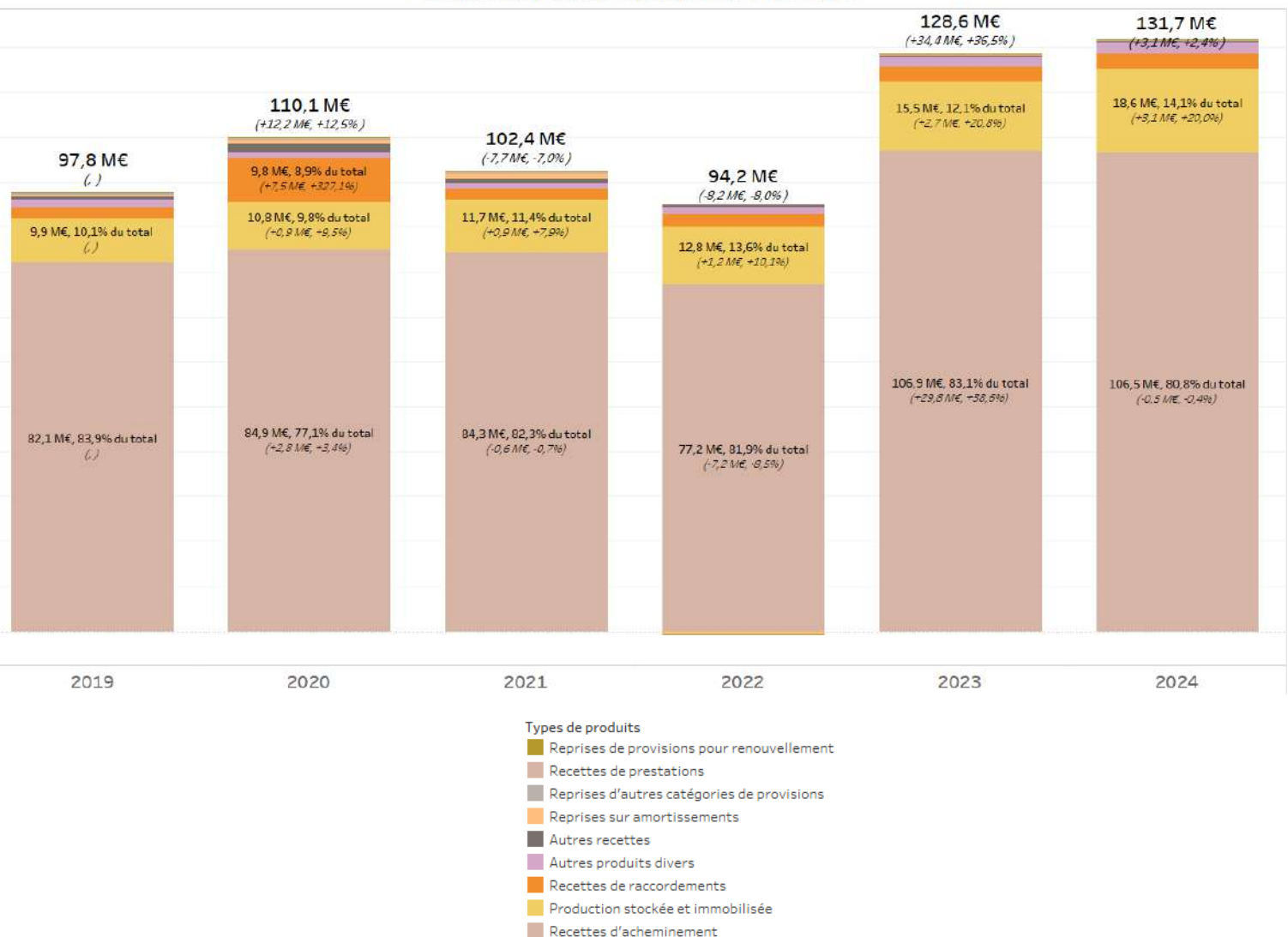
L'objet de cette seconde partie sera d'effectuer une revue analytique des variations entre les exercices 2019 et 2024 des principaux postes de charges et produits d'exploitation, ainsi qu'un contrôle de cohérence sur l'exercice 2024 entre différents éléments (représentativité des éléments financiers, cohérence de la dotation aux amortissements et aux provisions pour renouvellement au regard du solde de l'actif immobilisé, ...).

2.1 Principales évolutions des postes de produits d'exploitation

Les évolutions des produits d'exploitation sur la période 2019-2024 sont décrites *infra* :

Evolution des recettes d'exploitation sur la période 2019-2024

Détail des produits d'exploitation par typologie



Globalement, les produits d'exploitation atteignent **131,7 M€ en 2024**, contre **128,6 M€ en 2023** (CRAC 2023), soit une progression de **+3,1 M€ (+2,4%)**. Cette hausse est principalement portée par la **production stockée et immobilisée** et, dans une Moindre Mesure, par les **recettes de raccordements et prestations**.

- **Recettes d'acheminement** : elles s'élèvent à **106,5 M€ en 2024**, contre **106,9 M€ en 2023** (–0,4 M€, –0,4%). Elles représentent **81% des produits de la concession** (contre 83% en 2023). Hors reversement TURPE d'Enedis à EDF SEI via le FPE, les recettes HTA et BT atteignent **83,9 M€ en 2024**, en hausse de **+2,1%** par rapport à 2023 (82,2M€). Cette évolution traduit :
 - un effet volume limité, en lien avec la hausse du nombre de clients raccordés,
 - et un effet tarif positif suite à la revalorisation du TURPE de **+4,81%** au 1^{er} novembre 2024 dans un contexte de revalorisation des tarifs réglementés de vente comprise entre +4,5% et +6% selon les catégories de clients.
- **Recettes de raccordements et prestations** : elles atteignent **3,9 M€ en 2024**, contre 3,6 M€ en 2023 (+8,2%). Cette hausse résulte :
 - d'un plus grand nombre de **raccordements**, y compris de producteurs.
EDF SEI précise que la progression des recettes de raccordements en 2024 est exclusivement liée à l'augmentation du nombre de raccordements réalisés (+18 %), sans effet tarifaire significatif sur l'exercice, le nouveau barème de raccordement SEI n'étant applicable qu'à compter du 17 juillet 2025,
 - et surtout d'une forte croissance des **prestations facturées** (+238%), liée aux prestations d'études pour les projets de raccordement de producteurs.
- **Autres recettes** : elles reculent à **0,2 M€ en 2024**, contre 0,3 M€ en 2023 (–33%). Cette baisse s'explique par la **diminution des prestations annexes** (duplicata, services divers), conséquence de la **digitalisation de la relation clientèle** (déploiement des applications DOM & CROSE, AEL).
- **Production stockée et immobilisée** : elle progresse fortement à **18,6 M€ en 2024**, contre 15,5 M€ en 2023 (+20%). Cette évolution s'explique par une hausse du volume d'heures de Main-d'œuvre immobilisées (**26 603 heures en 2024**), traduisant une intensification des travaux réalisés en interne et valorisés en immobilisations, en lien avec la hausse des investissements d'EDF pour la concession en 2024 (+30%).
- **Reprises sur amortissements et provisions** : elles s'élèvent à **0,2 M€ en 2024**, contre 0,3 M€ en 2023 (–37%). Cette baisse provient d'un **niveau de reprises plus faible** en 2024, notamment sur le programme de déplacements d'ouvrages.
- **Autres produits divers** : ils atteignent **2,6 M€ en 2024**, contre 2,3 M€ en 2023 (+13%). Cette évolution résulte principalement de la hausse des indemnités perçues suite à sinistres, des produits liés à la vente de certificats d'économies d'énergie (CEE), ainsi que d'annulations de charges à payer relatives à des factures non parvenues depuis plus de 24 mois.

En résumé, les produits 2024 progressent de **+2,4%** principalement sous l'effet de la **dynamique des investissements (production immobilisée)** et de **l'activité de raccordement**, tandis que les recettes d'acheminement restent globalement stables, leur évolution étant principalement portée par l'effet tarifaire.

Le reversement du TURPE d'Enedis à EDF SEI a connu une **hausse très marquée entre 2022 et 2023**, passant de **6,5 M€ en 2022 à 24,7 M€ en 2023**, soit une augmentation de **+18,2 M€**, correspondant à une quasi-multiplication par trois. Cette évolution atypique a conduit le Sy.MEG à interroger EDF SEI dans le cadre de l'audit sur site et des demandes complémentaires.

EDF SEI a rappelé que, en tant que **gestionnaire de système intégré**, les recettes d'acheminement perçues en Guadeloupe sont calculées sur la base du **TURPE HTA/BT**, lequel inclut, comme en métropole, une composante relative aux coûts d'acheminement du réseau de transport. Toutefois, contrairement à la situation métropolitaine où ces coûts sont reversés à un gestionnaire de réseau distinct, ils demeurent en Guadeloupe – comme dans l'ensemble des **Zones Non Interconnectées (ZNI)** – dans le périmètre des activités d'EDF SEI. Cette méthodologie est commune à l'ensemble des ZNI.

Les **recettes FPE** figurant dans le compte d'exploitation n'intègrent cependant **que la part du reversement liée à l'acheminement HTA/BT**, à l'exclusion de la part afférente au réseau amont HTB. À cette fin, le montant global du reversement FPE est ventilé par territoire selon une **clé d'acheminement**, puis retraité afin d'identifier et de soustraire les **coûts HTB** (achats de services système, coûts divers HTB, pertes du réseau HTB). La part ainsi déterminée est ensuite affectée à la concession du Sy.MEG au prorata de la clé d'acheminement appliquée à l'échelle de la Direction Régionale Guadeloupe.

EDF SEI a toutefois indiqué qu'**une erreur de calcul avait affecté l'exercice 2023** : le retrait de la part HTB du reversement TURPE/FPE aurait été réalisé de manière **incomplète**, conduisant à une **surévaluation de la part HTA/BT** figurant dans le CRAC 2023. Cette anomalie a justifié l'établissement et la communication, dans le cadre du CRAC 2024, d'un **calcul « pro forma 2023 »** pour l'ensemble des concessions SEI. Cette correction impacte non seulement le montant du reversement TURPE/FPE 2023, mais également les **autres dotations d'exploitation** ainsi que le **calcul de la contribution à l'équilibre** qui en découle.

Malgré ces précisions méthodologiques, la **hausse exceptionnelle observée entre 2022 et 2023** demeure notable. EDF SEI précise que l'augmentation de **+24% du reversement TURPE/FPE entre 2023 et 2024** s'inscrit, quant à elle, dans une dynamique **globale à l'échelle nationale**, liée aux **montants fixés par la CRE (cf. infra)**, et ne résulte pas de facteurs spécifiques à la concession du Sy.MEG.

Focus sur le reversement du TURPE d'Enedis A EDF SEI via LE FPE

Le tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE) visant à couvrir les coûts supportés par les gestionnaires de réseaux de distribution pour l'exploitation du réseau fait l'objet d'une péréquation nationale. Il est ainsi identique quel que soit le gestionnaire en cause et déterminé à partir du niveau prévisionnel de charges supporté par Enedis, gestionnaire historique. Pourtant, ces coûts sont différents d'un gestionnaire à l'autre, notamment en raison des particularismes locaux du réseau de distribution en cause. Pour pallier l'hétérogénéité des conditions d'exploitation de ces réseaux, a été introduit un fond de péréquation de l'électricité (FPE) prévu par l'article L. 121-29 du Code de l'énergie.

Ces dispositions permettent ainsi aux gestionnaires desservant plus de 10.000 habitants ou desservant des zones non interconnectées (ici les ZNI, cas d'EDF SEI pour la concession du Sy.MEG) et considérant que la formule de péréquation nationale ne permet pas de prendre en compte leurs coûts d'exploitation, de solliciter une péréquation de leurs coûts adaptée à leur situation.

Il revient ensuite à la CRE de procéder à l'analyse de leurs coûts pour déterminer les Montants à percevoir. C'est ainsi que la Commission saisie de demandes en ce sens de la part de plusieurs gestionnaires, est venue fixer, par sa délibération du 13 juin 2024, les montants des dotations prévisionnelles qui leur seraient versées au titre du FPE pour l'année 2024, en ajustant les charges et produits constatés pour 2023.

La dotation définitive d'EDF SEI au titre du FPE pour l'année 2024 est de 252,0 M€ et se décompose de la manière suivante, selon la délibération N°2024-97 de la CRE :

Composantes de la dotation au FPE d'EDF SEI	Montant (M€)
Dotation prévisionnelle d'EDF SEI au titre de l'année 2024 [E]	192,8
Solde du CRCP au 31 décembre 2023 [D]	59,2
Dotation définitive au FPE d'EDF SEI au titre de l'année 2024 [E]+[D]	252,0

A noter que la dotation définitive d'EDF SEI au titre du FPE pour l'année 2023 s'élevait à 229,4 M€, soit une augmentation de +10% en 2024 par rapport à 2023.

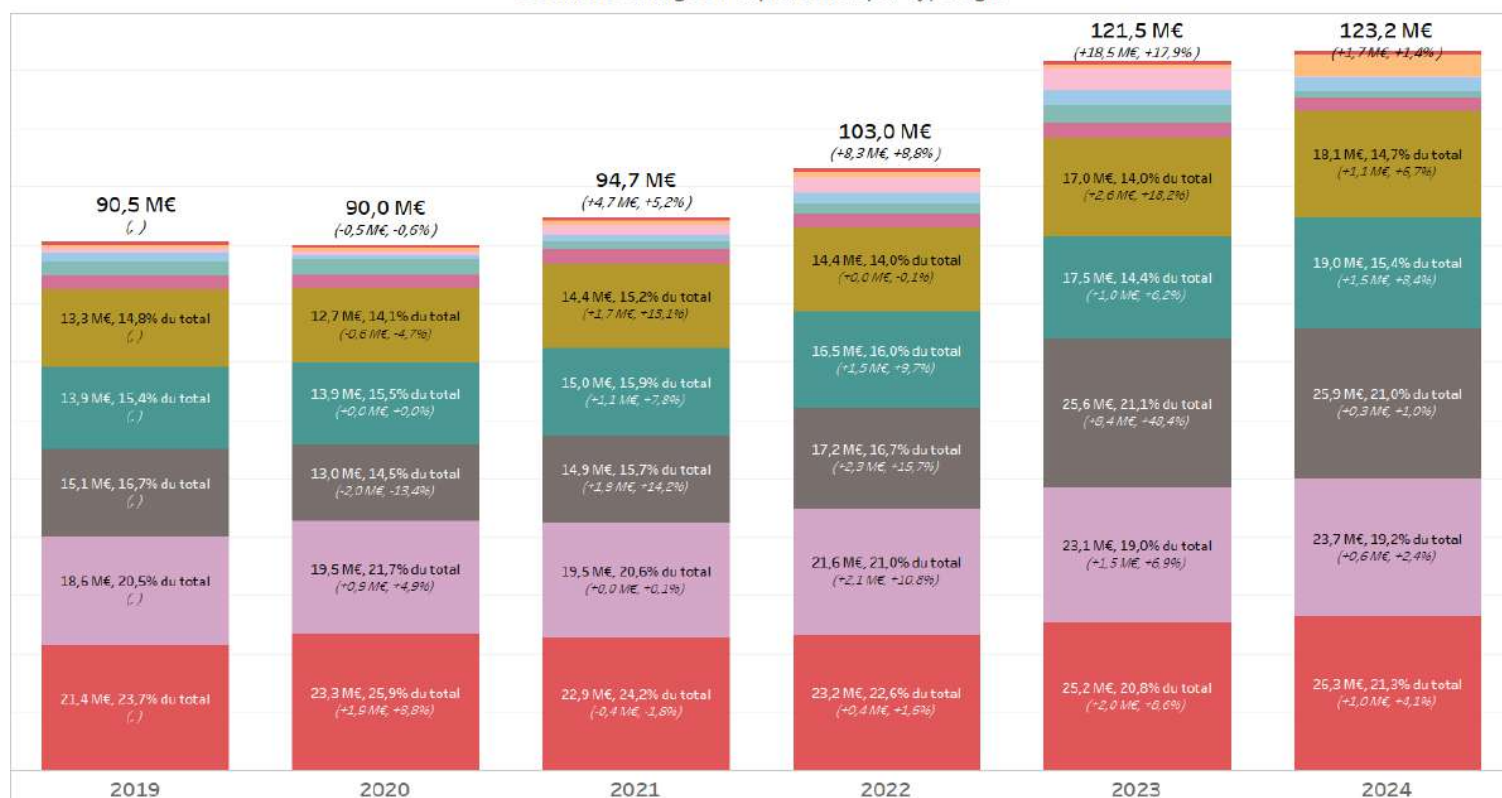
Comme vu *supra*, la part affectée au Sy.MEG, correspond à la recette FPE de la Direction Régionale Guadeloupe répartie à la clé acheminement.

2.2 Principales évolutions des postes de charges d'exploitation

Les évolutions des charges d'exploitation sur la période 2019-2024 sont décrites infra :

Evolution des charges d'exploitation sur la période 2019-2024

Détail des charges d'exploitation par typologie



Types de charges

- Accès réseau amont
- Redevances de concession
- Autres dotations d'exploitation
- Dotations aux provisions pour renouvellement
- Autres charges
- Contribution au CAS FACÉ
- Autres impôts et taxes
- Dotations aux amortissements DP
- Autres consommations externes
- Achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau
- Charges centrales
- Charges de personnel

Après deux années consécutives de forte progression (+9% en 2022 et +18% en 2023), le niveau des charges d'exploitation se **stabilise en 2024**, à **123,2 M€** contre 121,5 M€ en 2023 (CRAC 2023), soit une hausse de **+1,4%**. Les charges se maintiennent ainsi à un niveau historiquement élevé, supérieur de plus de 20 M€ à celui constaté en 2021. Dans le détail, les principales évolutions observées en 2024 sont les suivantes :

- **Achats d'énergie pour couvrir les pertes réseau** : ils s'établissent à **25,9 M€** en 2024 (contre 25,6 M€ en 2023, +1,0%). Cette hausse provient d'une augmentation des achats auprès de **PEI** (+115 GWh, +15%), tandis que la production des énergies renouvelables locales a reculé (-91 GWh, -15%), en particulier la biomasse, l'éolien, la géothermie et la bagasse. Les hausses du photovoltaïque, du biogaz et de l'hydroélectricité ont en partie compensé cette baisse.
EDF SEI précise toutefois que, malgré l'augmentation du recours aux moyens thermiques, **les volumes de pertes ont globalement diminué entre 2023 et 2024**, sous l'effet d'une baisse du taux de pertes sur le réseau, l'évolution du poste étant **principalement imputable à un effet prix supérieur à l'effet volume**.
- **Redevances** : elles atteignent **0,7 M€** en 2024 (contre 0,6 M€ en 2023, +22%), dont **0,5 M€ de redevance de concession** (+54%). Cette progression s'explique par l'application du **nouveau contrat de concession** et par l'augmentation des indices de calcul et des linéaires réseau.
- **Autres consommations externes** : elles poursuivent leur progression, à **18,1 M€ en 2024** contre 17,0 M€ en 2023 (+6,7%). Les variations sont contrastées :
 - **achats de Matériel** : 7,1 M€ (+8%), hausse liée à la logistique industrielle et au petit Matériel véhicules ;
 - **travaux** : 4,2 M€ (-3%), baisse imputable au reclassement de dépenses (EOTP Netting), compensée par de nouveaux chantiers de raccordement ;
 - **informatique & télécommunications** : 0,8 M€ (+76%), forte progression liée au changement d'opérateur et au déploiement de nouveaux équipements ;
 - **tertiaire et prestations** : 3,2 M€ (+11%), hausse des dépenses de formation, d'entretien de véhicules et d'assistance technique ;
 - **bâtiments** : 0,5 M€ (+104%), augmentation liée aux frais de location et de gardiennage ;
 - **autres achats** : 2,4 M€ (-7%).
- **Impôts, taxes et versements assimilés** : ils reculent nettement à **3,3 M€ en 2024** (contre 5,3 M€ en 2023, soit -38%). Cette baisse est liée à la forte diminution des « autres impôts et taxes » (1,0 M€ en 2024 contre 3,0 M€ en 2023, -66%), comprenant notamment la CFE, l'IFER, la CVAE et les taxes foncières. La **contribution CAS FACE** reste quasi stable à 2,2 M€ (-4%).
- **Charges de personnel** : elles atteignent **26,3 M€ en 2024**, contre 25,2 M€ en 2023 (+4,1%). Cette hausse est expliquée par l'augmentation des effectifs (+3%) et par les Mesures salariales Mises en œuvre pour compenser l'inflation.
- **Dotations d'exploitation** : elles atteignent **22,8 M€ en 2024**, contre 21,8 M€ en 2023 (CRAC 2023), soit une hausse de +4,6%. L'augmentation des amortissements (+8,4%, portée par les financements du concessionnaire) compense la disparition de la dotation aux provisions pour renouvellement (3,5 M€ en 2023, 0 en 2024, suite au nouveau contrat de concession).
- **Autres charges** : elles diminuent à **2,5 M€ en 2024** contre 2,8 M€ en 2023 (-11%). Elles concernent principalement la valeur nette comptable des immobilisations Mises au rebut, les créances irrécouvrables et divers éléments ponctuels.
EDF SEI indique que cette diminution résulte principalement de la baisse des charges liées à la **part**

d'acheminement irrécouvrable, ainsi que d'une réduction de certaines charges opérationnelles. Par ailleurs, l'épisode de black-out intervenu en 2024 relève, selon EDF SEI, d'une problématique liée à la **production d'électricité** et n'a donc pas généré d'impact significatif sur ce poste.

- **Charges centrales** : elles poursuivent leur hausse, atteignant **23,7 M€ en 2024** (contre 23,1 M€ en 2023, +2,4%). Cette progression reflète l'augmentation des coûts généraux des fonctions support (RH, comptabilité, gestion, assurances, etc.).

EDF SEI précise qu'aucun événement spécifique n'explique cette évolution, celle-ci étant principalement liée à la **hausse des coûts de main-d'œuvre des fonctions support**, en particulier aux revalorisations salariales, dont l'augmentation du salaire national de base (+2 %).

En résumé, l'exercice 2024 se distingue par :

- une **légère augmentation globale** du niveau des charges après deux années de forte hausse, avec des facteurs parfois antagonistes :
 - une **hausse modérée** des achats d'énergie, des redevances, des charges de personnel et des charges centrales ;
 - une **progression des consommations externes** (notamment Matériel, informatique et prestations), en lien avec la croissance des investissements d'EDF SEI ;
 - une **forte diminution** des impôts et taxes et surtout la **disparition des dotations aux provisions pour renouvellement**, qui expliquent la légère baisse du total des charges d'exploitation.

3. Synthèse et conclusions

Objet du rapport et principaux constats de méthode :

Le présent rapport analyse les « éléments financiers d'exploitation » présentés par EDF SEI dans les CRACs de la concession du Sy.MEG au cours des 5 dernières années, avec un focus sur l'exercice 2024 et ses écarts par rapport à 2023. Il vise d'une part à apprécier la manière dont EDF SEI construit ces éléments (maille, clés de répartition, affectations directes) et d'autre part à expliquer les variations majeures des produits, charges et résultats d'exploitation.

Sur le plan méthodologique, les progrès de lisibilité réalisés par EDF SEI depuis 2016 (notamment le découpage des « autres consommations externes ») sont désormais pérennes, mais l'information reste insuffisamment interprétable à la maille concession, en particulier sur les charges opérationnelles (personnel, achats et travaux réellement localisables, maintenance préventive/curative, etc.) du fait de l'utilisation d'une part importante de clés de répartition.

En effet, en 2024, la structure d'imputation des charges et produits d'exploitation reste globalement inchangée : environ trois quarts des produits sont affectés directement à la maille concession, tandis que près de trois quarts des charges demeurent répartis par clés, ce qui lisse mécaniquement l'expression des spécificités locales d'exploitation et limite la représentativité économique des résultats présentés.

Une amélioration “avant péréquation”, mais un résultat “après péréquation” en recul sur l'exercice 2024

Produits d'exploitation : En 2024, les produits d'exploitation atteignent 131,7 M€, contre 128,6 M€ en 2023, soit +3,1 M€ (+2,4%). Cette progression est principalement portée par la production stockée et immobilisée (18,6 M€, +20,0%), en lien avec la hausse des investissements d'EDF SEI en 2024 et, dans une moindre mesure, par le dynamisme des raccordements et prestations (3,9 M€, +8,2%). Les recettes d'acheminement (incluant la dotation FPE) sont quasi stables à 106,5 M€ (-0,4%).

Sur les recettes d'acheminement “hors FPE”, l'évolution est plutôt favorable (effet tarif et un effet volume limité), mais elle est masquée dans le total par les mouvements du reversement TURPE/FPE. EDF SEI rappelle la logique ZNI (gestionnaire intégré, retraitement de la part HTB), et indique qu'une erreur de calcul en 2023 justifie la production d'un “pro forma 2023”.

Charges d'exploitation : Après deux exercices de forte hausse, les charges augmentent très légèrement en 2024 à 123,2 M€, contre 121,5 M€ en 2023, soit +1,7 M€ (+1,4%) : elles demeurent à un niveau historiquement élevé (plus de +20 M€ vs 2021). La structure de variation est contrastée :

- hausse des autres consommations externes (18,1 M€, +6,7%) et des charges de personnel (26,3 M€, +4,1%) ;
- hausse des dotations aux amortissements (19,0 M€, +8,4%) ;
- compensation partielle par la forte baisse des impôts et taxes (3,3 M€, -38%) et par la disparition de la dotation aux provisions pour renouvellement en 2024 (0,0 M€ vs 3,5 M€ en 2023, en lien avec l'entrée en vigueur du nouveau contrat).

Sur le poste structurellement sensible des achats d'énergie pour pertes réseau, le niveau reste élevé (25,9 M€, +1,0%). EDF SEI indique que la variation 2024 est davantage tirée par un effet prix que par un effet volume, les volumes de pertes ayant diminué (baisse du taux de pertes compensant l'effet “production totale”). La décomposition chiffrée prix/volume et la ventilation pertes techniques vs non techniques à la maille concession n'ont pas été communiqué par EDF SEI malgré plusieurs demandes.

Résultat d'exploitation et contribution à l'équilibre : Ainsi, globalement, par construction, l'écart produits-charges conduit en 2024 à un résultat d'exploitation avant contribution à l'équilibre de +8,5 M€ (vs +7,1 M€ en 2023). En revanche, le résultat après contribution à l'équilibre ressort à +12,9 M€, en baisse sensible par rapport à 2023 (+20,6 M€), principalement du fait d'une contribution à l'équilibre nette reçue ramenée à +4,4 M€ (vs +13,5 M€ en 2023). La concession demeure ainsi bénéficiaire de la péréquation depuis 2017 (hors exceptions signalées), mais l'intensité du mécanisme se réduit en 2024.

Points d'attention et axes d'amélioration pour renforcer la "contrôlabilité" des éléments financiers :

Plusieurs points saillants ressortent, au-delà de la seule lecture des variations 2023/2024 :

- **Traçabilité et robustesse de la chronique de données :** la production de "pro forma" 2023 (FPE / impacts en chaîne sur différents postes de charges et produits) illustre la sensibilité du compte d'exploitation à des paramètres de retraitement issus du national pesant fortement sur la lecture de l'équilibre économique de la concession ;
- **Qualité analytique des charges :** à la différence des produits, tant que la majorité des charges reste répartie par clé, l'équilibre économique présenté dans le compte d'exploitation des CRACs reste lissé et peu apte à objectiver l'effort réel (maintenance, interventions, qualité, aléas climatiques, etc.) ;
- **Des précisions ont été demandé à EDF SEI lors de l'audit sur certains postes** de charges et produits majeurs et seules des réponses partielles ont été apportées, notamment sur le poste « achats d'énergie pour pertes » (décomposition prix/volume, pertes techniques vs non techniques), « impôts et taxes » (détail des ajustements de bases fiscales) et « charges centrales » (contenu, facteurs d'évolution, logique d'allocation).



Syndicat Mixte d'électricité de la Guadeloupe – Sy.MEG

Suivi du premier programme pluriannuel d'investissement (2024-2028)

Exercice 2024

Janvier 2026 — Version 1

Table des matières

1.	INTRODUCTION	2
2.	POINT SUR LES DONNEES	4
2.1	ABSENCE DE TRANSMISSION D'UN FICHIER DE SUIVI TECHNIQUE DES AFFAIRES PPI	5
2.2	FINALITES FINANCIERES DU PPI	6
2.2.1.	Réalisations financières des affaires réalisées	6
2.2.2.	Réalisations financières des affaires prévisionnelles.....	6
2.3	FINALITES TECHNIQUES DU PPI	6
2.3.1.	Réalisations techniques des affaires réalisées.....	6
2.3.2.	Réalisations techniques des affaires prévisionnelles	7
3.	ANALYSE DU PPI 2024-2028.....	8
3.1	SUIVI DES ENGAGEMENTS FINANCIERS	9
3.1.1.	Indicateurs financiers – réalisés à fin 2024.....	9
3.1.2.	Spatialisation des investissements	11
3.2	SUIVI DES INDICATEURS TECHNIQUES.....	13
3.2.1.	Réseaux HTA - Quantités réalisées à fin 2024.....	13
3.2.2.	Réseaux BT – Quantités réalisées à fin 2024	15
4.	SUIVI DU SDI	17
4.1	AMBITIONS PARTAGEES	17
4.2	OBSERVATIONS ET RECOMMANDATIONS.....	20
5.	CONCLUSION	22

1. Introduction

Le Sy.MEG (Syndicat mixte d'électricité de la Guadeloupe) en tant qu'autorité organisatrice de la distribution d'énergie (le concédant), est propriétaire du réseau public de distribution d'électricité en moyenne et basse tension des 32 communes du territoire. À ce titre, le Sy.MEG délègue à EDF Archipel Guadeloupe (le concessionnaire) les missions d'exploiter et de développer le réseau électrique guadeloupéen mais aussi la mission de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente.

Le précédent contrat de concession datait de 2008 devait théoriquement arriver à échéance au terme de l'exercice 2038. Le 22 novembre 2023, EDF Archipel Guadeloupe et le Sy.MEG ont signé un nouveau contrat de concession pour le service public de la distribution d'électricité et de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente. Ce contrat est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2024. **L'exercice 2024 est donc la première année du nouveau contrat de concession.**

Son schéma directeur des investissements (SDI) se décline en périodes de cinq ans sous forme de programmes pluriannuels d'investissements (PPI). Le lancement et l'achèvement de chacune de ces périodes feront l'objet d'une consultation entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

L'objectif de ce rapport est de faire un état des lieux des résultats obtenus par EDF dans le cadre de la première année du premier PPI du Sy.MEG, qui s'étend sur la période 2024-2028. Les montants investis et les quantités d'ouvrages réalisés au titre de chaque finalité identifiée dans le PPI seront vérifiés de manière exhaustive et comparés aux objectifs fixés en amont.

Afin de compléter l'analyse et le contrôle global des investissements PPI, les résultats présentés par le concessionnaire seront comparés aux estimations élaborées à partir des données à disposition de l'AODE.

Le présent rapport dresse donc le bilan des résultats obtenus dans le cadre du premier PPI de la concession de Sy.MEG au cours de l'exercice 2024. Ainsi, le présent rapport de contrôle porte sur :

- Le **suivi des engagements financiers** réalisés au titre du PPI avec :
 - Le contrôle des données du CRAC 2024, afin de mesurer l'avancement de la réalisation du PPI, selon les indicateurs définis dans le contrat de concession ;
 - L'estimation des montants investis à partir des données de contrôle de l'exercice 2024 et la comparaison aux valeurs d'investissements communiquées par le concessionnaire dans le cadre des réunions de suivi PPI ;
- Le **suivi du programme technique** sur la concession avec :
 - Le contrôle des données du CRAC 2024 ;
 - L'estimation des quantités d'ouvrages réalisées à partir des données de contrôle afin de les comparer aux valeurs communiquées par le concessionnaire dans le cadre des réunions de suivi PPI ;
 - Le cas échéant, l'analyse de la pertinence et du niveau de détail des fichiers de suivi PPI transmis par EDF.

Les analyses conduites visent à établir un rapport de suivi du premier PPI à l'issu du premier exercice concerné, exposant notamment :

- Les écarts en termes de quantités réalisées ;
- La contribution à l'atteinte des valeurs repère du schéma directeur ;
- La formalisation contradictoire de ces écarts et leurs justifications ;
- Les éventuelles mesures correctrices proposées pour le PPI actuel et pour les suivants.

Les résultats des différents objectifs seront catégorisés selon le code couleur ci-dessous.

Code couleur et signification
Objectif annuel non atteint
Objectif annuel presque atteint, entre 90 % et 100 %
Objectif annuel atteint ou dépassé

Le rapport s'organisera autour de trois grands axes :

- **Analyse des données transmises par le concessionnaire** : Évaluation de leur qualité, de leur exhaustivité et de leur pertinence pour le suivi du PPI de l'AODE ;
- **Etude de l'avancement du PPI 2024-2028** : Analyse des investissements engagés et des quantités d'ouvrages réalisés ;
- **Diagnostic de l'avancement du SDI du Sy.MEG et recommandations** : Bilan de l'avancement des objectifs à long terme, et formulation de recommandations pour optimiser la mise en œuvre du PPI actuel et des suivants.

2. Point sur les données

Dans le cadre de l'application du Plan Pluriannuel d'Investissements (PPI), le concessionnaire suit un programme d'investissements spécifique planifié sur toute la période de ce plan. Les démarches dans le cadre du contrôle ont permis à l'AODE d'améliorer la qualité et la quantité de données partagées par le concessionnaire, lui permettant de fait d'affiner son contrôle sur la gestion du réseau de distribution publique d'électricité de la concession du Sy.MEG.

En plus des documents transmis annuellement, il a été demandé au concessionnaire de fournir, **dans le cadre du contrôle** :

- Le détail des investissements localisés sur le PPI, par poste source et par départ HTA, avec : le libellé de chantier, le **code et la finalité DFEI (Distributeur France EDF Investissement)**, le montant total d'investissement, ainsi que les quantités mises en service et déposées.

La liste des CAPEX du concessionnaire constitue le seul fichier de suivi financier. Il permet d'identifier le libellé de l'affaire, la finalité et le code associé ainsi que le montant investi sur l'année. Néanmoins, la colonne détaillant les quantités techniques réalisées ne concerne pas uniquement l'exercice contrôlé mais le cumul des quantités depuis le début de l'affaire.

- Les différents éléments de présentations de la stratégie d'investissements prévus par le PPI sur la concession, notamment utilisés lors des conférences loi NOME ou programmes travaux ;
- Un suivi par ouvrage de l'affectation des passifs sur les affaires PPI ;

Ces données n'ont pas été transmises à l'AODE pour l'exercice 2024. Cependant, l'année 2024 étant la première année du nouveau contrat de concession, il est plausible que les affaires qualifiées au PPI ne soit pas encore liquidées comptablement.

- Un fichier de suivi des quantités techniques réalisées pour chaque affaire, selon les catégories d'ouvrages priorisées dans le PPI ;

Ce **fichier de suivi technique des affaires PPI réalisées n'a pas été transmis par le concessionnaire**, ce qui rend le suivi des réalisations techniques dans le cadre du PPI particulièrement difficile.

- ⇒ **Préconisation AEC n°1 : L'AODE doit exiger la transmission d'un fichier de suivi détaillant les quantités techniques réalisées sur l'intégralité des affaires PPI pour l'exercice 2024 et les suivants (voir section 3.1).**
- ⇒ **Préconisation AEC n°2** L'AODE devra être attentive à la bonne transmission des données relatives à l'affectation des passifs sur les affaires du PPI à partir de l'exercice 2025.
- ⇒ **Préconisation AEC n°3** : L'AODE pourra exiger la transmission des volumes prévisionnels de travaux des prochains exercices du PPI, a minima pour l'exercice suivant, pour l'ensemble des finalités.

2.1 Absence de transmission d'un fichier de suivi technique des affaires PPI

Préalablement à toute analyse, rappelons que le plan pluriannuel d'investissements se décline sous deux formes :

- Des engagements sur des quantités techniques d'ouvrages à réaliser sur la durée du PPI ;
- Des engagements financiers sur des finalités d'investissements.

Certains objectifs fixés par le Programme Pluriannuel d'Investissements sont donc exprimés en quantités d'ouvrages. Par conséquent, la bonne exécution de celui-ci sera, en partie, mesurée par la réalisation des objectifs en quantités d'ouvrages.

Dans ce cadre, il est donc essentiel pour le Sy.MEG de pouvoir vérifier les quantités techniques réalisées par le concessionnaire dans le cadre de son PPI.

Or, aucun fichier de suivi technique des affaires PPI n'a été transmis au Sy.MEG par EDF. De plus, si le fichier de suivi financier des affaires CAPEX permet d'identifier les affaires qualifiées au PPI et les investissements associés pour l'exercice concerné, il ne permet pas de quantifier les réalisations techniques. En effet, il inclut la localisation de l'affaire (code INSEE, code GDO départ HTA, ...), la classification NOME 3, la finalité de l'affaire, le libellé de l'affaire, les dépenses totales et sur l'exercice concerné, ainsi que des quantités et linéaires de poses globales (pose/dépose HTA total, HTA souterrain et HTA nu, ...), mais ce fichier obtenu ne permet pas de suivre les quantités par finalité PPI car il n'indique pas les quantités techniques réalisées au cours de l'exercice considéré. **Le suivi des avancées techniques à l'aide des fichiers transmis n'est donc pas possible. Par conséquent, il est impossible pour le Sy.MEG de réaliser le suivi technique de son PPI.**

En question complémentaire à l'audit de l'exercice 2024, le Sy.MEG a insisté auprès d'EDF pour obtenir un fichier de suivi détaillant les quantités techniques réalisées pour les affaires PPI de l'exercice 2024, afin de pouvoir contrôler la bonne exécution du PPI. En réponse à cette demande, EDF a indiqué que la demande était « en cours d'instruction pour le prochain contrôle ».

MOA	Numéro d'affaire	Finalité	Finalité NOME (associé à la finalité principale)	Intitulé	Tension principale	Poste Source	Départ HTA	Poste HTA/BT	INSEE	Avancement projet	Date	Réseau posé/traité PVD/RP (m)	Réseau déposé (m)	CPI HTA déposé (m)	PAC HTA déposé (m)	CPI BT déposé (m)	Fils nus BT déposé (m)	OMT (nb)	Réalisé 2021 en € HT	Réalisé 2022 en € HT	Réalisé 2023 en € HT	TOTAL € HT

Tableau 1 : Exemple d'en-tête de fichier de suivi technique des affaires PPI obtenu par ailleurs

2.2 Finalités financières du PPI

2.2.1. Réalisations financières des affaires réalisées

Les données utilisées pour le suivi financier du PPI sont celles contenues dans la liste des affaires CAPEX communiquée dans le cadre du contrôle de concession. Les colonnes « PPI (Oui/Non) » et « Type de travaux (Sous libellé du CRAC) » permettent de recalculer les montants dépensés pour les différentes finalités PPI.

Le tableau ci-dessous récapitule comment les montants investis par EDF dans le cadre du PPI ont été recalculés à partir des extractions CAPEX.

Finalités	Données reçues	Commentaires
Modernisation des réseaux	Affaires présentes dans la liste des affaires CAPEX de l'année 2024	Ces données peuvent être retrouvées avec les fichiers de suivi du PPI en somment la colonne "Montants CAPEX exercice 2024 (€)" pour les affaires où "PPI (Oui/non)" = "Oui" et "Type de travaux (Sous libellé du CRAC)" = "212. Modernisation des réseaux"
Climatique	Affaires présentes dans la liste des affaires CAPEX de l'année 2025	Ces données peuvent être retrouvées avec les fichiers de suivi du PPI en somment la colonne "Montants CAPEX exercice 2024 (€)" pour les affaires où "PPI (Oui/non)" = "Oui" et "Type de travaux (Sous libellé du CRAC)" = "213. Climatique"
Renforcement des réseaux	Affaires présentes dans la liste des affaires CAPEX de l'année 2026	Ces données peuvent être retrouvées avec les fichiers de suivi du PPI en somment la colonne "Montants CAPEX exercice 2024 (€)" pour les affaires où "PPI (Oui/non)" = "Oui" et "Type de travaux (Sous libellé du CRAC)" = "211. Renforcement"

Tableau 2 : Méthode suivie pour le calcul des montants investis sur les différentes finalités du PPI

Par ailleurs, ces fichiers CAPEX ne sont pas toujours entièrement fiables et **des écarts sont constatés dans la suite de ce rapport entre les valeurs des montants investis par finalité PPI, recalculées à partir du fichier CAPEX et celles indiquées dans le CRAC** de l'exercice 2024.

⇒ **Préconisation AEC n°4** : Il est impératif que les données transmises à l'AODE soient fiables afin que celle-ci puisse exercer son activité de contrôle. Des efforts doivent être faits par le concessionnaire pour transmettre des données d'investissements cohérentes.

2.2.2. Réalisations financières des affaires prévisionnelles

Aucun fichier contenant le montant des dépenses prévisionnelles par affaires et par finalité PPI n'a été fourni pour les prochaines années du PPI. Il ne sera donc pas possible d'analyser la trajectoire prévisionnelle d'EDF.

⇒ **Préconisation AEC n°5** : L'AODE pourra exiger la transmission du fichier détaillant les affaires programmées pour chaque année restante du PPI, avec le même niveau d'informations que pour la liste des affaires CAPEX transmise dans le cadre du contrôle de concession.

2.3 Finalités techniques du PPI

2.3.1. Réalisations techniques des affaires réalisées

Les seules données transmises par le concessionnaire pour le suivi technique des affaires PPI sont également celles contenues dans la liste des affaires CAPEX. Comme préalablement expliqué, ce fichier ne permet pas d'assurer le suivi exhaustif des quantités réalisées par finalité PPI, car celles-ci ne sont pas renseignées et les quantités de pose et de dépose indiquées concernent la totalité de l'affaire et non l'exercice concerné.

Par conséquent, l'analyse des quantités réalisées au titre du PPI se fera essentiellement à partir des données fournies dans le CRAC 2024.

- ⇒ **Préconisation AEC n°6 :** *Il est impératif que le Sy.MEG obtienne du concessionnaire la transmission d'un fichier de suivi technique du PPI complet, intégrant l'ensemble des affaires réalisées, par type d'ouvrage. Un fichier de suivi de ce type faciliterait grandement le suivi des quantités techniques par le Sy.MEG.*

Il est à noter que la divergence entre les finalités financières et les catégories techniques définies dans le cadre du PPI complexifie son interprétation. Cette décorrélation entre les catégories financières et techniques pourrait compromettre l'exécution optimale du programme pour certaines catégories d'ouvrages pourtant prioritaires, posant ainsi un risque potentiel pour l'atteinte des objectifs stratégiques du PPI.

2.3.2. Réalisations techniques des affaires prévisionnelles

Aucun fichier contenant les quantités techniques prévisionnelles par affaire et par finalité PPI n'a été fourni pour les prochaines années du PPI. Il ne sera donc pas possible d'analyser la trajectoire prévisionnelle d'EDF.

- ⇒ **Préconisation AEC n°7 :** *L'AODE pourra exiger la transmission d'un fichier détaillant les affaires programmées pour chacune des années restantes du PPI, ainsi que les quantités par type d'ouvrage prévisionnelles associées.*

3. Analyse du PPI 2024-2028

Le premier programme pluriannuel d'investissements du Sy.MEG est établi pour une période de 5 ans, allant du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2028.

En application de l'article 11 du cahier des charges de concession et de l'article 7 de son annexe 2, le PPI a été établi de façon concertée par le gestionnaire de réseau de distribution et l'autorité concédante, à partir du diagnostic technique et des ambitions portées par le schéma directeur des investissements (SDI) de la concession.

Le programme pluriannuel décline majoritairement les priorités de la période sur le territoire de la concession, avec des quantités d'ouvrages à renouveler, moderniser, renforcer ou construire pour les besoins de développement du réseau. Il intègre les réalisations du gestionnaire de réseau de distribution et de l'autorité concédante, par catégorie d'ouvrages, en fonction de la répartition de la maîtrise d'ouvrage retenue dans l'annexe 1 du cahier des charges de la concession.

La présente partie détaille l'ensemble des réalisations, ouvrage par ouvrage, avec les valeurs repères et les objectifs associés. Pour chaque indicateur, les quantités des linéaires à déposer, renouveler, moderniser ou renforcer, ainsi que le montant des investissements réalisés en 2024 sont précisés. Elle permet ainsi de contrôler le respect des engagements du concessionnaire, tant sur le plan financier que sur le plan technique, sur la première année du PPI.

Ce contrôle permet d'analyser les tendances observées sur la première année du PPI, et de les apprécier au regard des objectifs annuels fixés sur l'ensemble de la période du PPI. Il s'inscrit dans une démarche de suivi annuel du PPI, appelée à être renouvelé à chaque exercice.

3.1 Suivi des engagements financiers

Cette section propose une analyse critique des investissements réalisés au titre du PPI en 2024. Ces montants sont évalués au regard des engagements du concessionnaire sur l'ensemble de la durée du PPI pour les différentes finalités identifiées en amont.

3.1.1. Indicateurs financiers – réalisés à fin 2024

Le tableau ci-dessous synthétise les performances financières d'EDF dans le cadre du premier PPI. Il offre une vue détaillée des investissements réalisés pour chaque finalité définie dans le PPI. Les objectifs fixés pour la période 2024-2028 sont comparés aux montants effectivement engagés en 2024 afin d'évaluer le taux global de réalisation des objectifs à l'issue de cet exercice.

Les données ayant pour source *EDF (CRAC)* proviennent du CRAC 2024, tandis que celles attribuées à *AEC (CAPEX)* ont été recalculées par AEC à partir des extractions CAPEX fournies dans le cadre du contrôle annuel de 2024, selon la méthodologie exposée *supra* (section 3.2). Cette présentation met par ailleurs en évidence des écarts entre les valeurs reportées dans le CRAC et celles recalculées par AEC à partir des fichiers CAPEX.

Finalité	Total engagements PPI (k€) (2024-2028)	Source	Réalisé 2024 (k€)	Cumul 2024-2028 (k€)	Reste à réaliser (k€)	Taux de réalisation
Modernisation des réseaux	6 960	EDF (CRAC)	1 843	1 843	5 117	26%
		AEC (CAPEX)	1 461	1 461	5 499	21%
Climatique	6 250	EDF (CRAC)	2 062	2 062	4 188	33%
		AEC (CAPEX)	1 976	1 976	4 274	32%
Renforcement des réseaux	500	EDF (CRAC)	237	237	263	47%
		AEC (CAPEX)	234	234	266	47%
Total de l'engagement	13 710	EDF (CRAC)	4 142	4 142	9 568	30%
		AEC (CAPEX)	3 671	3 671	10 039	27%

Tableau 3 : Suivi des réalisations financières du PPI 2024-2028

Les analyses basées sur les fichiers CAPEX révèlent des montants globaux inférieurs à ceux reportés dans le CRAC. Plus précisément, selon les calculs effectués par AEC à partir des données extraites des fichiers CAPEX, le total des dépenses réalisées dans le cadre du PPI s'élèverait à 3,67 M€, soit 11% de moins que le montant total d'investissements reporté dans le CRAC de 4,14 M€.

Invité à fournir des explications détaillées concernant les écarts identifiés entre les montants inscrits au titre du PPI dans le CRAC et ceux recalculés à partir des extractions CAPEX, EDF explique en réponse aux questions complémentaires que « les demandes sont en cours d'instruction au sein d'EDF SEI pour le CRAC 2025 [et qu'ils] ne [réaliseront] pas de deuxième version du CRAC 2024 ».

⇒ **Préconisation AEC n°8** : L'AODE est invitée à exiger d'EDF des explications détaillées concernant les écarts identifiés entre les montants inscrits au titre du PPI dans le CRAC et ceux recalculés à partir des extractions CAPEX.

Dans le cadre de nos analyses et conclusions, nous nous appuyons sur les données CRAC, qui sont les plus fiables actuellement disponibles. Toutefois, ce choix présente une limite regrettable : les données CRAC sont agrégées par finalité et manquent de détails au niveau des affaires individuelles.

D'après les données communiquées par EDF dans le CRAC, 4,14 M€ sur les 13,71 M€ prévus sur 5 ans ont été engagés à fin 2024, soit 30% de l'objectif financier. Ce niveau de réalisation dépasse l'objectif théorique d'avancement du PPI de 20% (1 exercice sur 5). Une analyse détaillée révèle un avancement conséquent pour toutes les catégories d'investissements :

- *Modernisation des réseaux* : 1,84 M€ investis pour un objectif de 6,96 M€, soit un taux de réalisation de 26%, supérieur à l'avancement théorique du PPI ;
- *Climatique* : 2,06 M€ dépensés pour un objectif total de 6,25 M€, soit un taux de réalisation de 33 %, supérieur à l'avancement du PPI ;
- *Renforcement des réseaux* : 237 k€ engagés pour une cible de 500 k€, soit un taux de réalisation à 47%, marquant une avance significative pour cette finalité.

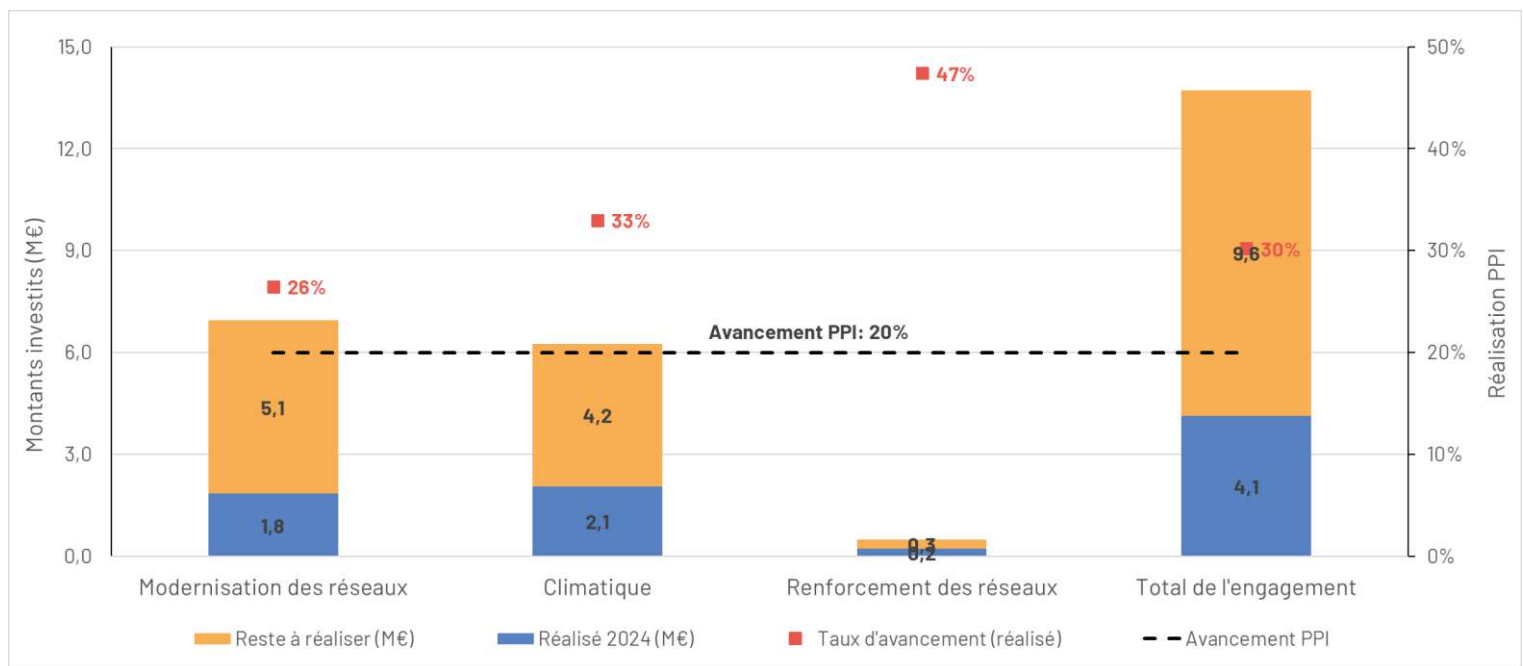


Figure 1 : Montants investis par EDF dans le cadre du premier PPI du Sy.MEG, par finalité (source : CRAC)

La figure 1 ci-dessus récapitule l'avancement des investissements PPI par finalité ainsi que les restes à réaliser.

Au total, 9,6 M€, représentant 60% de l'engagement financier global, restent théoriquement à investir sur les exercices 2025 à 2028 dans le cadre du PPI pour la concession du Sy.MEG. Dans le détail :

- 5,12 M€ pour la modernisation des réseaux ;
- 4,2 M€ pour la résilience climatique ;
- 0,26 M€ pour le renforcement des réseaux.

Les investissements au titre du PPI sont comparés aux investissements globaux sur l'ensemble de la concession du Sy.MEG. En 2024, 51,9 M€ ont été dépensés par EDF sur la concession, dont 18,0 M€ d'investissement pour la performance du réseau. Ainsi, en 2024, les dépenses qualifiées au PPI (4,1 M€) constituent 23% des dépenses dédiées à la performance du réseau.

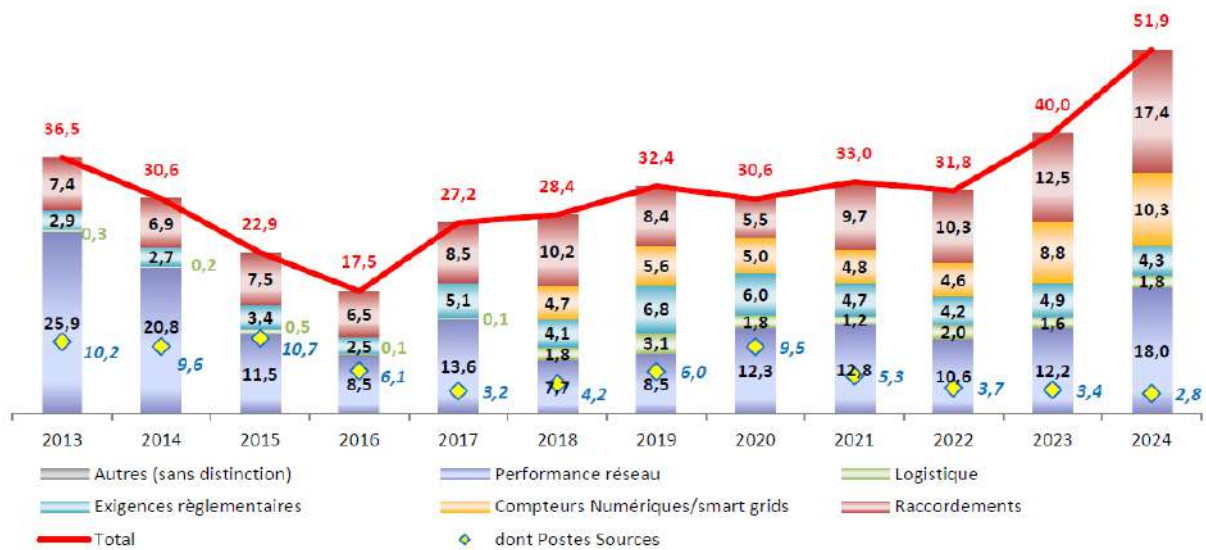
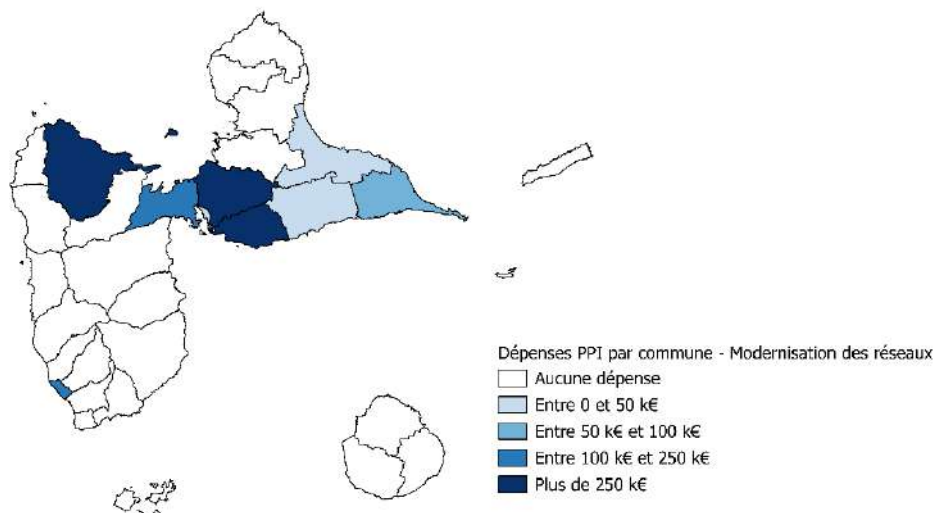


Figure 2 : Evolution des investissements d'EDF sur la concession du Sy.MEG entre 2013 et 2024

3.1.2. Spatialisation des investissements

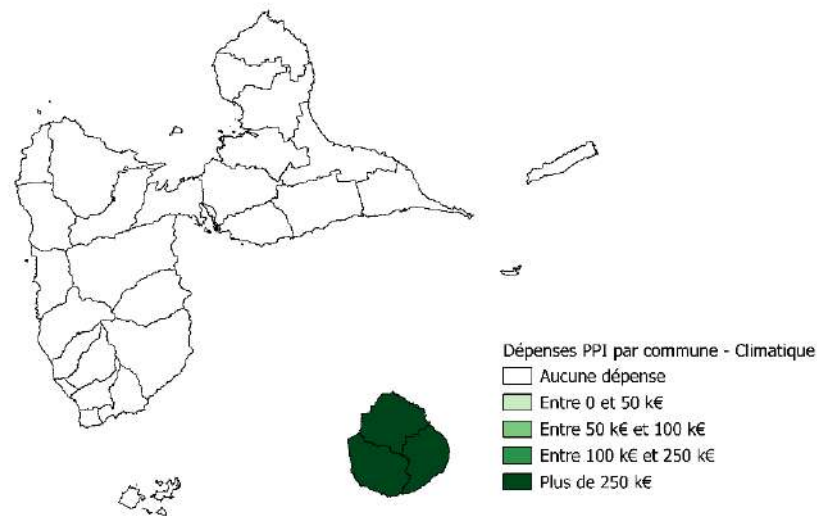
Pour rappel, aucune zone prioritaire d'investissements n'avait été définie dans l'annexe 2 du contrat de concession du Sy.MEG.

Les cartes suivantes sont des reconstitutions des dépenses cumulées des affaires PPI, par commune, en 2024, pour les différentes finalités PPI associées à ces dépenses. Cette reconstitution est réalisée à partir du fichier CAPEX fourni lors du contrôle de concession.



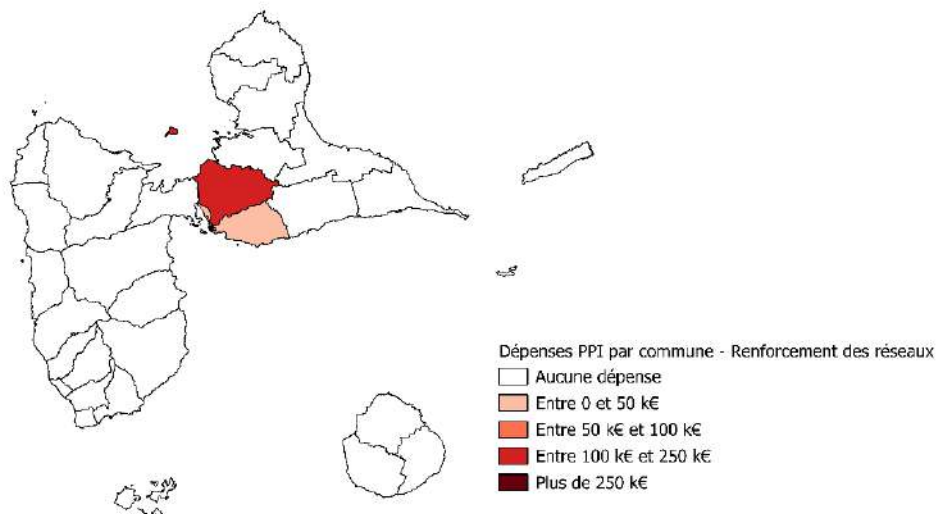
Cartographie 1 : Montants des investissements de « modernisation des réseaux » qualifiés au premier PPI en 2024, par commune

Cette carte permet de constater que la majorité des investissements qualifiés au PPI en 2024 en tant que « Modernisation des réseaux » sont localisés sur Grande-Terre et dans le Nord de Basse-Terre. Les principales communes concernées sont Le Gosier (430 k€), Sainte-Rose (346 k€) et Les Abymes (282 k€).



Cartographie 2 : Montants des investissements « climatique » qualifiés au premier PPI en 2024, par commune

Concernant la finalité « Climatique », seules les 3 communes de Marie-Galante ont été concernées en 2024 : Saint-Louis (917 k€), Capesterre-de-Marie-Galante (673 k€) et Grand-Bourg (386 k€).



Cartographie 3 : Montants des investissements de « renforcement du réseau » qualifiés au premier PPI en 2024, par commune

Enfin, les investissements qualifiés sur la finalité « Renforcement des réseaux » sont concentrés sur 3 communes de Grande-Terre : Les Abymes (204 k€), Le Gosier (28 k€) et Pointe-à-Pitre (3 k€).

3.2 Suivi des indicateurs techniques

Cette section présentera une analyse des quantités d'ouvrages réalisées dans le cadre du PPI en 2024. Ces volumes seront examinés au regard des engagements du concessionnaire sur l'ensemble de la durée du PPI, en lien avec les différentes catégories d'ouvrages identifiées en amont.

3.2.1. Réseaux HTA - Quantités réalisées à fin 2024

Le tableau ci-dessous détaille les quantités techniques réalisées pour les finalités PPI concernant les réseaux HTA lors des exercices intégrés au premier PPI, ainsi que les objectifs à réaliser sur cette période.

Les données EDF (CRAC) sont issues du CRAC 2024, alors qu'aucune valeur AEC (suivi PPI) n'a pu être renseignée pour cause d'absence de transmission d'un fichier de suivi technique des affaires PPI (voir section 3.1).

Finalité	Engagements PPI (2024-2028)	Source	Réalisé 2024	Cumul 2024-2028	Reste à réaliser	Taux de réalisation
Enfouir le réseau HTA aérien sur ossature, à risque fort de vent (incidentogène + littoral)	40 km	EDF (CRAC)	0,0	0,0	40,0	0%
		AEC (suivi PPI)	n.c	n.c.	n.c.	n.c.
Sécuriser les postes HTA/BT situés dans les zones à risque fort d'inondation & mouvements terrain	15 unités de postes ou tableaux insensibilisés	EDF (CRAC)	5	5	10,0	33%
		AEC (suivi PPI)	n.c	n.c.	n.c.	n.c.
Renforcer l'automatisation des réseaux HTA aérien et mixte en antenne	25 ADA/OMT	EDF (CRAC)	1	1	24	4%
		AEC (suivi PPI)	n.c	n.c.	n.c.	n.c.
Renouveler le réseau HTA souterrain sur ossature, incidentogène intégrant aussi la technologie CPI	32 km	EDF (CRAC)	7,1	7,1	24,9	22%
		AEC (suivi PPI)	n.c	n.c.	n.c.	n.c.
Améliorer le niveau de sécurisation des postes sources urbains par une restructuration du réseau HTA	10 km	EDF (CRAC)	2,4	2,4	7,6	24%
		AEC (suivi PPI)	n.c	n.c.	n.c.	n.c.

Tableau 4 : Suivi des quantités techniques réalisées sur les réseaux HTA au cours du PPI 2024-2028

En l'absence d'autre source de données, **nous nous appuyerons sur les données issues du CRAC pour conduire nos analyses et tirer des conclusions.**

D'après les données des CRAC présentées dans le tableau ci-dessus, l'avancement varie significativement selon les différentes catégories PPI :

- *Enfouir le réseau HTA aérien sur ossature, à risque fort de vent (incidentogène + littoral)* : aucun linéaire de réseau HTA aérien enfoui sur l'année 2024, contre un objectif de 40 km sur 5 ans, accusant ainsi un retard conséquent ;
- *Sécuriser les postes HTA/BT situés dans les zones à risque fort d'inondation & mouvements terrain* : 5 tableaux insensibilisés en 2024 pour un objectif sur la durée du PPI de 15 unités de postes ou tableaux insensibilisés, soit un taux de réalisation de 33%, supérieur au taux théorique d'avancement de 20% ;
- *Renforcer l'automatisation des réseaux HTA aérien et mixte en antenne* : seulement 1 OMT posé par rapport à un objectif fixé à 25 OMT, soit un taux de réalisation de 4%, marquant un retard significatif ;

- *Renouveler le réseau HTA souterrain sur ossature, incidentogène intégrant aussi la technologie CPI* : 7,1 km de réseaux HTA souterrains renouvelés au cours de la première année, soit 22% de l'objectif sur 5 ans ;
- *Améliorer le niveau de sécurisation des postes sources urbains par une restructuration du réseau HTA* : sur un engagement de 10 km pris sur la période 2024-2028, au bout d'une année 2,4 km ont déjà été réalisés.

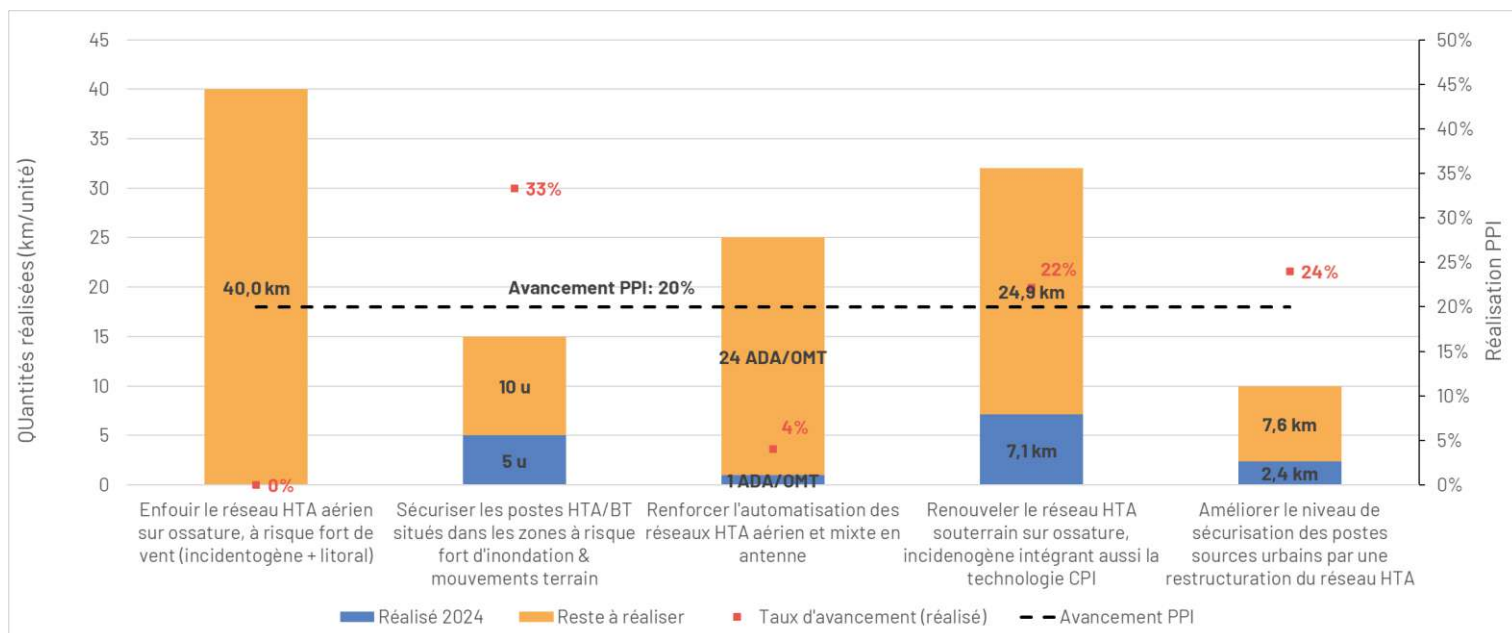


Figure 3 : Quantités techniques réalisées par EDF sur les réseaux HTA dans le cadre du premier PPI du Sy.MEG, par type d'ouvrage (source : CRAC)

La figure 3 ci-dessus synthétise la réalisation des objectifs techniques et illustre le reste à réaliser pour chacune des catégories PPI concernant le réseau HTA :

- 40 km de réseau HTA aérien sur ossature à risque fort de vent, soit la totalité de l'engagement pris sur la durée du PPI ;
- 10 postes HTA/BT en zone à risque fort d'inondation ou de mouvements de terrain à sécuriser ;
- 24 OMT à poser ;
- 24,9 km de réseaux HTA souterrains incidentogènes sur ossature à renouveler sur la période 2025-2028 ;
- 7,6 km de réseaux HTA à poser dans le cadre de restructurations du réseau.

Le taux d'avancement moyen constaté pour les catégories d'ouvrages HTA s'élève à 17%, soit 3 points en deçà de l'avancement théorique de 20% à l'issue de la première année du PPI. Ces valeurs doivent toutefois être interprétées avec prudence, car un décalage peut exister entre le moment où les dépenses sont engagées et celui où elles sont enregistrées dans SIG puis intégrées dans l'outil de suivi du PPI.

⇒ **Préconisation AEC n°9** : L'AODE devra suivre de près la réalisation des objectifs techniques HTA, tout en ayant à l'esprit ce décalage entre les dépenses déjà réalisées et l'avancée des réalisations techniques.

⇒ **Préconisation AEC n°10** : L'AODE pourra solliciter EDF pour obtenir les quantités prévisionnelles associées à chaque affaire PPI pour laquelle des dépenses ont déjà été engagées, afin d'obtenir une estimation de la progression technique, alignée sur l'évolution des dépenses.

3.2.2. Réseaux BT – Quantités réalisées à fin 2024

Le tableau ci-dessous présente les quantités d'ouvrages réalisées en 2024 sur les réseaux BT dans le cadre du PPI et les compare aux objectifs annuels du PPI, en s'appuyant sur les données fournies.

Comme pour la partie financière, les données EDF (CRAC) sont extraites du CRAC. Néanmoins, étant donné l'absence de transmission d'un fichier de suivi technique du PPI, AEC n'a pas procédé à un recalcul de quantités techniques réalisées (voir section 3.1).

Finalité	Engagements PPI (2024-2028)	Source	Réalisé 2024	Cumul 2024-2028	Reste à réaliser	Taux de réalisation
Renforcer le réseau BT en zone urbaine en contrainte CMA	Création de 3 départs BT et de 8 postes HTA/BT	EDF (CRAC)	0	0	11	0%
		AEC (suivi PPI)	n.c	n.c.	n.c.	n.c.
Sécuriser le réseau BT aérien par le renouvellement des fils nus en zones urbaines	1 km à Pointe-à-Pitre et 1 km à Basse-Terre	EDF (CRAC)	0,0	0,0	2,0	0%
		AEC (suivi PPI)	n.c	n.c.	n.c.	n.c.

Tableau 5 : Suivi des quantités techniques réalisées sur les réseaux BT au cours du PPI 2024-2028

L'analyse des quantités techniques réalisées au regard des objectifs fixés pour les finalités PPI relatives aux réseaux BT révèle des performances préoccupantes. Selon les données issues du CRAC, **aucune réalisation technique n'a été enregistrée en 2024 pour les deux catégories d'ouvrages concernant le réseau BT.**

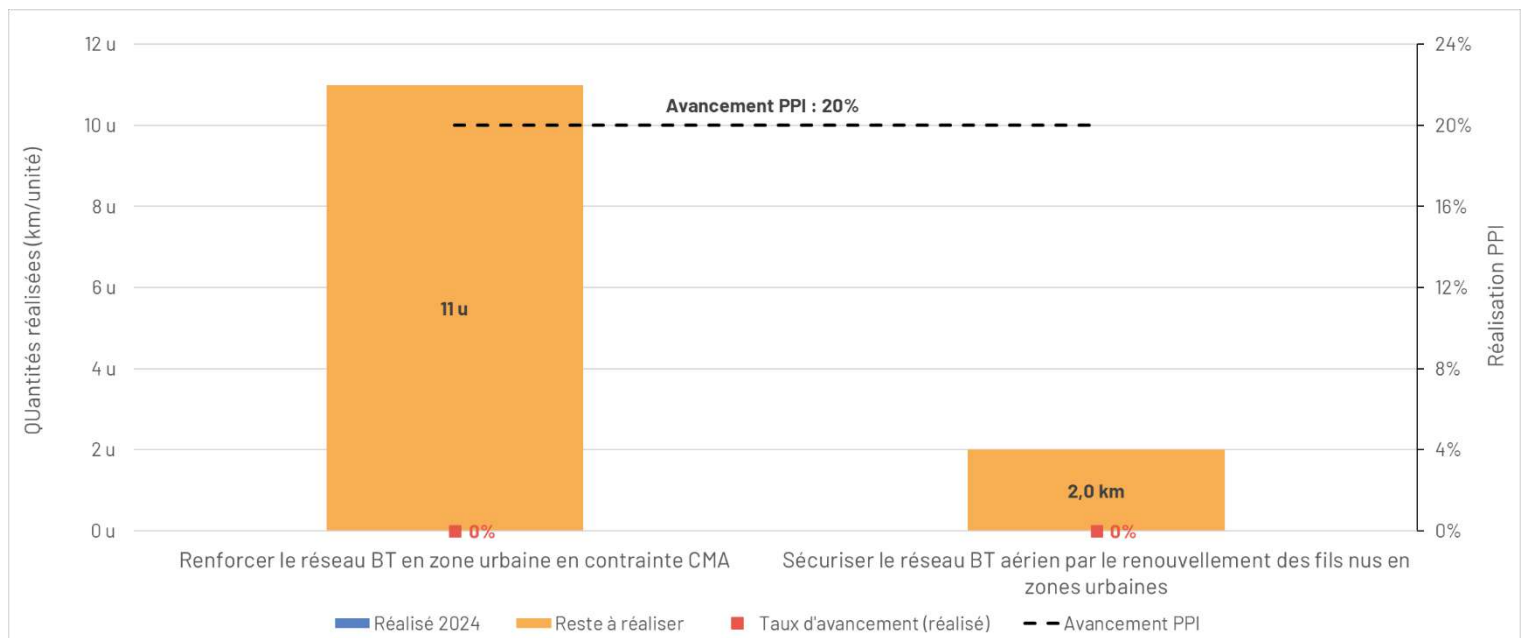


Figure 4 : Quantités techniques réalisées par EDF sur les réseaux BT dans le cadre du premier PPI du Sy.MEG, par type d'ouvrage (source : CRAC)

La figure ci-dessus permet de visualiser les réalisations pour chaque finalité technique par année ainsi que le taux de réalisation et les restes à faire.

Ainsi, à fin 2024, à l'issue de la première année du PPI 2024-2028, la totalité des quantités d'ouvrages prévues pour les réseaux BT sur la totalité du PPI restent à réaliser. Dans le détail :

- 3 départs BT et 8 postes HTA/BT restent à créer pour renforcer le réseau BT en zone urbaine en contrainte CMA ;
- 2,0 km de réseau BT fils nus devront être déposés en zone urbaine : 1,0 km à Pointe-à-Pitre et 1,0 km à Basse-Terre.

Le taux d'avancement moyen constaté pour les catégories d'ouvrages BT s'élève donc à 0%. Cette valeur doit toutefois être interprétée avec prudence, car un décalage peut exister entre le moment où les dépenses sont engagées et celui où elles sont enregistrées dans SIG puis intégrées dans l'outil de suivi du PPI. Néanmoins, la liste des affaires CAPEX de l'exercice 2024 ne renseigne qu'une seule affaire qualifiée au PPI qui concerne le réseau BT (D745/012222, Création poste CB à Gramp Camp), indiquant que cet effet de bord est quasiment inexistant pour les 2 catégories d'ouvrages BT.

- ⇒ **Préconisation AEC n°11** : L'AODE devra suivre de près la réalisation des objectifs techniques BT et s'assurer que le retard pris lors de l'exercice 2024 soit rattrapé d'ici à la fin du PPI.
- ⇒ **Préconisation AEC n°12** : L'AODE pourra solliciter EDF pour obtenir les quantités prévisionnelles associées à chaque affaire PPI pour laquelle des dépenses ont déjà été engagées, afin d'obtenir une estimation de la progression technique, alignée sur l'évolution des dépenses.

4. Suivi du SDI

4.1 Ambitions partagées

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage dans une stratégie de modernisation, d'entretien et de renouvellement visant à assurer, sur le long terme et au meilleur coût, une performance optimale du réseau électrique.

Dans cette perspective, EDF élabore les orientations stratégiques d'investissement en s'appuyant sur les tendances d'évolution des puissances et des consommations spécifiques à la concession. Ces orientations intègrent également les résultats obtenus en matière de qualité ainsi que les données fournies par le Sy.MEG, garantissant ainsi une cohérence avec les besoins et objectifs à long terme du territoire.

Le Schéma Directeur des Investissements (SDI) et le Programme Pluriannuel d'Investissements (PPI) sont des outils qui permettent une réflexion commune à EDF et au Sy.MEG sur ces orientations stratégiques d'investissements. En effet, le SDI et le PPI s'articulent de manière complémentaire pour structurer et piloter les investissements dans les réseaux publics de distribution d'électricité.

Le SDI définit les grandes orientations stratégiques des investissements sur un horizon de long terme, à l'échelle du contrat de concession (30 ans pour la concession du Sy.MEG). Il vise à anticiper les évolutions du réseau en fonction des besoins des territoires, des objectifs de transition énergétique et des impératifs de modernisation des infrastructures. Il constitue ainsi le cadre de référence pour les AODE afin de prioriser les investissements sur le réseau public de distribution d'électricité. Le PPI décline ces orientations dans un plan d'actions opérationnel sur une période plus courte (5 ans pour le Sy.MEG), en précisant les ouvrages à réaliser et les enveloppes budgétaires associées. Le SDI définit ainsi les priorités d'investissement à moyen et long terme, tandis que le PPI traduit à court terme ces priorités en fonction des contraintes techniques et financières, des retours d'expérience et des évolutions conjoncturelles. Cette interaction garantit un alignement stratégique tout en maintenant l'agilité nécessaire à l'adaptation du réseau aux enjeux locaux et nationaux. Par conséquent, l'analyse du PPI doit s'accompagner d'un suivi de l'avancement du SDI afin d'évaluer la progression des objectifs stratégiques à long terme pour la concession du Sy.MEG.

Le Sy.MEG a signé un nouveau contrat de concession avec EDF, qui est entré en vigueur au 1^{er} janvier 2024. Fin 2021, le diagnostic technique partagé et les discussions menées ont permis d'élaborer le **schéma directeur de la concession du Sy.MEG**. Celui-ci est défini à l'annexe 2B du cahier des charges de concession et identifie **3 ambitions majeures et plusieurs leviers pour y parvenir**. Le tableau, en page suivante, présente ces orientations et leviers ainsi que l'avancement des indicateurs associés. L'analyse de ces indicateurs offrira une vision précise de l'avancement de la concession du Sy.MEG vers ses objectifs à moyen et long terme.

Leviers	Etat des lieux (fin 2021)	Valeurs repères	Valeurs à fin 2024 (calcul AEC)	Avancement	Commentaires
Ambition 1 : Augmenter la résilience et la réactivité du réseau électrique face aux aléas climatiques					
Enfouir le réseau HTA aérien sur ossature, à risque fort de vent (incidentogène + littoral)	187 km identifiés à risque	100% à échéance du contrat	137 km identifiés à risque vent	27%	En avance par rapport à l'avancement du contrat.
Sécuriser les postes HTA/BT situés dans les zones à risque fort d'inondation & mouvements terrain	91 postes identifiés à risque	100% des postes à échéance du contrat	n.c.	n.c.	Donnée non transmise par EDF. Le Sy.MEG devra solliciter le concessionnaire pour instaurer une communication annuelle de cette donnée
Systématiser l'enfouissement des réseaux BT neufs en zone rurale	3 000 km aérien (71%)	100% d'enfouissement des réseaux BT neufs (sauf exception) à fin du contrat	3 078 km (69%) 48% des réseaux BT neufs sont souterrains	n.c.	
Enfouir les réseaux BT à risque climatique sur 15 communes rurales en zone littoral	25 km identifiés à enfouir	100% des 25 km à échéance du contrat	n.c.	n.c.	Donnée non transmise par EDF. Le Sy.MEG devra solliciter le concessionnaire pour instaurer une communication annuelle de cette donnée
Renforcer l'automatisation des réseaux HTA aérien et mixte en antenne	157 antennes à équiper	100% à échéance du contrat	n.c.	n.c.	Donnée non transmise par EDF. Le Sy.MEG devra solliciter le concessionnaire pour instaurer une communication annuelle de cette donnée
Ambition 2 : Améliorer la qualité de fourniture					
Renouveler le réseau HTA souterrain sur l'ossature "incidentogène" intégrant aussi la technologie CPI	104 km	100% à échéance du contrat	141 km de réseaux HTA CPI	n.c.	L'état des lieux semble incohérent avec le stock actuel de réseaux HTA CPI. Il conviendra pour le SY.MEG de clarifier la nature du linéaire suiv dans le cadre de ce levier
Renforcer le réseau BT en zone rurale, mixte et urbaine en contrainte CMA	3 communes avec un taux de CMA>5%	Aucune commune avec un taux de CMA>5% à échéance du contrat	3 communes avec un taux de CMA>5%	0%	Pas d'avancée sur ce levier.
Ambition 3 : Moderniser le réseau électrique et préparer l'avenir					
Améliorer le niveau de sécurisation des postes sources urbains par une restructuration du réseau HTA	2 postes sources concernés	100% à mi-échéance du contrat	n.c.	n.c.	Donnée non transmise par EDF. Le Sy.MEG devra solliciter le concessionnaire pour instaurer une communication annuelle de cette donnée
Permettre davantage de services à nos clients consommateurs et producteurs via le déploiement du CN	Env. 65% du déploiement réalisé à fin 2022, soit 144 400 CN posés	80% des CN posés permettant l'accès aux services offerts avec l'arrivée du CN à fin 2024	95% du déploiement réalisé à fin 2024, dont 98% des CN ouverts au services	100%	Objectif atteint
Sécuriser le réseau BT aérien par le renouvellement des fils nus en zones urbaines, rurales et mixtes	42 km de réseau fils nus en zones rurales ou mixtes (dont 6 km en zone urbaine)	100% à mi-échéance du contrat	34 km de réseau fils nus	18%	En avance par rapport à l'avancement du contrat.
Accompagner le déploiement du véhicule électrique	Environ 222 bornes au 1er juin 2021 (hors domicile)	Pas d'objectif quantifiable. Le suivi du nombre sera indiqué dans les bilans des PPI	n.c.	n.c.	Donnée non transmise par EDF. Le Sy.MEG devra solliciter le concessionnaire pour instaurer une communication annuelle de cette donnée
Faciliter le déploiement des EnR	1 687 producteurs pour une puissance installée de 564 MVA	Cible 2050 de la PPE Guadeloupe	1 944 producteurs pour une puissance installée de 575 MVA	n.c.	

Tableau 6 : Suivi des indicateurs du SDI du Sy.MEG, portant sur la période 2024-2053

Parmi les indicateurs permettant de suivre l'avancement du SDI, il est à noter que les données relatives à près de la moitié de ces indicateurs ne sont pas transmises par le concessionnaire dans le cadre du contrôle. Il s'agit du nombre de postes HTA/BT situés dans les zones à risque fort d'inondation et de mouvements de terrain sécurisés, du linéaire de réseaux BT à risque climatique en zone littorale enfouis, du nombre d'antennes HTA aérienne ou mixte automatisées, du nombre de postes source urbains sécurisés par une restructuration HTA, et du nombre de bornes de recharge électriques déployées.

- ⇒ **Préconisation AEC n°13 :** *Il est impératif que l'AODE demande au concessionnaire de partager l'avancement de tous les indicateurs relatifs au suivi du SDI, car tous ne sont pas calculables avec les données de contrôle transmises. Le suivi de ces indicateurs est pourtant capital pour une approche de pilotage stratégique rigoureuse à moyen terme.*

Les indicateurs associés aux leviers *Enfouir le réseau HTA aérien sur ossature, à risque fort de vent, Permettre davantage de services à nos clients consommateurs et producteurs via le déploiement du CN* et *Sécuriser le réseau BT aérien par me renouvellement des fils nus en zones urbaines, rurales et mixtes* s'inscrivent dans une dynamique conforme à l'avancement du SDI, alors qu'aucune amélioration n'est constatée pour le levier *Renforcer le réseau BT en zone rurale, mixte et urbaine en contrainte CMA*.

- ⇒ **Préconisation AEC n°14 :** L'AODE doit maintenir un suivi continu des tendances des indicateurs d'évaluation tout au long de la durée du SDI, afin de garantir une gestion proactive et d'ajuster l'allocation des investissements en fonction des évolutions observées.
- ⇒ **Préconisation AEC n°15 :** L'AODE et EDF doivent par ailleurs éclaircir la situation vis-à-vis des données du linéaire de réseau HTA souterrain incidentogène, afin de pouvoir suivre au mieux l'évolution de l'indicateur associé.

4.2 Observations et recommandations

L'analyse des données de contrôle sur le premier exercice du premier PPI du Sy.MEG a permis de faire ressortir les points de vigilances suivants :

- **EDF n'a pas transmis de fichier de suivi techniques des affaires PPI. En effet, la seule liste des affaires CAPEX ne permet pas de suivre les quantités techniques réalisées par finalité PPI.**

Malgré les demandes du Sy.MEG pour obtenir un fichier de suivi technique exhaustif de son PPI, EDF n'a pas transmis de tel fichier. Cette approche ne répond pas aux exigences de transparence attendues dans le cadre de la gestion d'une concession de service publique, et la transmission d'un fichier de suivi technique des affaires qualifiées au PPI doit être un axe prioritaire d'amélioration du concessionnaire pour le prochain exercice

⇒ **Préconisation AEC n°16 : Il est impératif pour l'AODE de continuer d'exiger d'EDF la transmission d'un fichier de suivi technique exhaustif des affaires PPI, celui-ci étant essentiel au bon contrôle de ce programme. Ce type de fichier est désormais obtenu par la majorité des AODE qu'AEC accompagne en métropole. Si besoin, des exemples de trames utilisées à cet effet peuvent être communiqués au Sy.MEG.**

- Les montants d'investissement calculés à partir du fichier CAPEX diffèrent de ceux présentés par le concessionnaire pour les différentes finalités du PPI ; ainsi, selon les données extraites des fichiers CAPEX, le total des dépenses réalisées dans le cadre du PPI s'élèverait à 3,67 M€, soit 11% de moins que le montant total d'investissements reporté dans le CRAC de 4,14 M€ ;

⇒ **Préconisation AEC n°17 : L'AODE doit demander à EDF des explications quant aux différences constatées entre les valeurs annoncées et celles recalculées. EDF pourrait expliciter ses méthodes de prises en compte pour les suivis financiers et techniques.**

- Certains indicateurs de suivi du SDI n'ont pas été transmis et ne sont pas calculables avec les données de contrôle ;

⇒ **Préconisation AEC n°18 : L'AODE devra demander au concessionnaire de lui présenter ces indicateurs afin de vérifier que les calculs à partir des données de contrôle correspondent et vérifier la méthode de calcul avec EDF.**

⇒ **Préconisation AEC n°19 : L'AODE devra surveiller l'évolution des indicateurs et encourager leur amélioration, bien qu'aucune valeur repère spécifique n'ait été déterminée pour certains d'entre eux. En effet, ces indicateurs sont aussi des révélateurs pertinents du niveau de qualité de la continuité de l'alimentation sur la concession.**

- Le PPI 1 du Sy.MEG n'inclut pas de zones de priorisation des investissements ;

⇒ **Préconisation AEC n°20 : Lors de l'établissement du prochain diagnostic partagé et de la négociation du prochain PPI, l'AODE pourra étudier la possibilité d'inclure des zones d'investissement prioritaires.**

- De même, le PPI 1 du Sy.MEG n'a pas défini d'indicateurs d'évaluation de l'efficacité des investissements ; par exemple, le critère B incidents HTA d'origine climatique et le taux d'incidents HTA souterrains pourraient être utilisés pour évaluer, respectivement, l'efficacité des programmes *Enfouir le réseau HTA aérien sur ossature, à risque fort de vent (incidentogène + littoral)* et *Renouveler le réseau HTA souterrain sur ossature, incidentogène intégrant aussi la technologie CPI* ;

- ⇒ **Préconisation AEC n°21 :** *Lors de l'établissement du prochain diagnostic partagé et de la négociation du prochain PPI, et afin d'améliorer le pilotage et le suivi du PPI, l'AODE pourra étudier la possibilité d'intégrer des indicateurs d'évaluation, permettant de quantifier l'efficacité et l'impact des investissements réalisés par EDF dans le cadre du PPI.*

5. Conclusion

Le Sy.MEG a signé un nouveau contrat de concession avec EDF entré en vigueur au 1^{er} janvier 2024 pour une durée de 5 ans. Un diagnostic technique partagé a été établi à fin 2021. À partir de ce diagnostic et des discussions menées, 3 grandes ambitions ont été définies dans l'annexe 2B du contrat, à savoir :

- Augmenter la résilience et la réactivité du réseau électrique face aux aléas climatiques ;
- Améliorer la qualité de fourniture ;
- Moderniser le réseau électrique et préparer l'avenir.

Avant tout, il est important de rappeler que l'objectif principal du PPI n'est pas d'inciter EDF à engager des dépenses supplémentaires, mais bien de s'assurer de la réalisation effective des quantités d'ouvrages initialement prévues pour les différentes finalités. Ainsi, l'analyse des montants dépensés constitue un axe de suivi nécessaire pour objectiver la trajectoire et garantir la maîtrise globale du dispositif, mais elle demeure secondaire par rapport à l'atteinte des engagements techniques définis en quantités d'ouvrages. La priorité reste donc la bonne réalisation des objectifs techniques, le volet financier venant en appui comme indicateur de pilotage, et non comme finalité en soi.

L'analyse du premier PPI du Sy.MEG sur sa première année a fait ressortir les **points positifs suivants** :

- **Avec 30% des investissements prévus, toutes finalités confondues, déjà réalisés au bout d'une année, les objectifs financiers semblent pleinement réalisables d'ici la fin du PPI ;**
- Les quantités techniques réalisées dans le cadre des finalités *Sécuriser les postes HTA/BT situés dans les zones à risque fort d'inondation & mouvements terrain, Renouveler le réseau HTA souterrain sur ossature, incidentogène intégrant aussi la technologie CPI et Améliorer le niveau de sécurisation des postes sources urbains par une restructuration du réseau HTA* sont en avance par rapport à l'avancement théorique de 20% du PPI ;

L'analyse de l'avancement du premier PPI à fin 2024 a fait ressortir les **points de vigilance suivants** :

- **Comme mentionné à de nombreuses reprises dans ce rapport, il est impératif que le concessionnaire transmette un fichier de suivi technique des affaires qualifiées au PPI afin de permettre à l'AODE de pouvoir réaliser un suivi exhaustif. Ce type de fichier est désormais obtenu par la majorité des AODE qu'AEC accompagne dans leurs contrôles de concession. Si besoin, des exemples de trames utilisées à cet effet peuvent être communiqués au Sy.MEG ;**
- Selon les données du CRAC, les réalisations techniques associées aux ouvrages suivants, ciblés par le PPI, sont en retard par rapport à l'avancement théorique de 20% à l'issue de la première année du PPI : *Enfouir le réseau HTA aérien sur ossature, à risque fort de vent (incidentogène + littoral), Renforcer l'automatisation des réseaux HTA aérien et mixte en antenne, Renforcer le réseau BT en zone urbaine en contrainte CMA et Sécuriser le réseau BT aérien par le renouvellement des fils nus en zones urbaines ;*
- Certains indicateurs de suivi du SDI ne sont pas transmis par le concessionnaire ; dans le détail, il s'agit du nombre de postes HTA/BT situés dans les zones à risque fort d'inondation et de mouvements de terrain sécurisés, du linéaire de réseaux BT à risque climatique en zone littorale enfouis, du nombre d'antennes HTA aérienne ou mixte automatisées, du nombre de postes source urbains sécurisés par une restructuration HTA, et du nombre de bornes de recharge électriques

déployées. Il conviendra désormais d'obtenir ces informations de manière régulière, et en particulier à l'occasion de la réalisation du diagnostic technique partagé préalable à la négociation du second PPI ;

- Lors de chaque Point d'échange PPI, la communication à l'AODE par le concessionnaire des listes de travaux programmées au cours des années restantes au PPI devrait être systématisée.

L'accès aux données est indispensable pour le bon suivi du SDI/PPI. L'autorité concédante doit rester vigilante sur ce dernier point et insister auprès du concessionnaire pour obtenir la totalité des données nécessaires pour le suivi de son PPI et de son SDI.



Syndicat Mixte d'électricité
de la Guadeloupe
Sy.MEG

Audit de la qualité de service et des délais de dépannage, avec analyse d'un échantillon de signalement de supports vétustes

Exercice 2024

Février 2026
Version 1

www.aecenergie.fr

18, rue de la Pépinière – 75008 PARIS
+33(0)1 44 70 78 10
contact@aecenergie.fr

Table des matières

1.	INTRODUCTION	3
2.	DONNEES NECESSAIRES A L'AUDIT ET MANQUANTES	4
2.1	DEMANDES INITIALES DE DONNEES	4
2.1.1.	Actions du concessionnaire relatives à la problématique des supports vétustes	4
2.1.2.	Liste des signalements traités par EDF sur 2024	5
2.2	INFORMATIONS PRESENTEES PAR EDF LORS DE L'AUDIT SUR SITE	6
3.	ANALYSE D'UN ECHANTILLON DE DOSSIERS	7
3.1	PRESENTATION DE L'ECHANTILLON	7
3.2	ANALYSE DU TRAITEMENT DES RECLAMATIONS SELECTIONNEES	8
3.2.1.	Réclamation n°1 à Baie-Mahault	8
3.2.2.	Réclamation n°2 à Trois-Rivières	9
3.2.3.	Réclamation n°3 à Saint-François	9
3.2.4.	Réclamation n°4 au Gosier	10
3.2.5.	Réclamation n°5 à Capesterre-Belle-Eau	10
3.2.6.	Réclamation n°6 à Anse-Bertrand	11
3.2.7.	Réclamation n°7 à Trois-Rivières	11
3.2.8.	Réclamation n°8 à Capesterre-Belle-Eau	11
3.3	SYNTHESE DES ANALYSES DE 8 RECLAMATIONS	12
4.	SYNTHESE	13
5.	ANNEXES : RECLAMATIONS « SUPPORTS VETUSTES »	15
5.1	AFFAIRE N°11969687 – BAIE MAHAULT	15
5.2	AFFAIRE N°11914364 – TROIS RIVIERES	16
5.3	AFFAIRE N°11802387 – ST FRANCOIS	16
5.4	AFFAIRE N°11662343 – LE GOSIER	17
5.5	AFFAIRE N°12170814 – CAPESTERRE BELLE EAU	18
5.6	AFFAIRE N°11978113 – ANSE BERTRAND	19
5.7	AFFAIRE N°12146308 – TROIS RIVIERES	19
5.8	AFFAIRE N°12071423 – CAPESTERRE BELLE EAU	20

1. Introduction

La mission de **contrôle du service public de la distribution et de la fourniture d'électricité** portant sur l'exercice 2024 s'est déroulée dans les locaux du concessionnaire à Pointe-à-Pitre du 20 au 23 octobre 2025 en présence des représentants du Sy.MEG, du délégataire EDF SEI et d'AEC.

Le Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe (Sy.MEG) a souhaité réaliser un audit du concessionnaire EDF SEI sur le thème de la qualité de service et des délais de dépannage, et plus particulièrement un **audit de la gestion des signalements des supports vétustes avec un contrôle sur échantillon**.

Pour rappel, le 22 novembre 2023, et après plusieurs mois de négociations avec le délégataire, le Sy.MEG a signé un nouveau contrat de concession avec son concessionnaire EDF SEI. Ce contrat, qui s'est initialement appuyé sur le modèle national mis en place par la FNCCR, a été personnalisé pour les attentes du Sy.MEG et les spécificités de son territoire. Ce **contrat est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2024**, aussi le contrôle de concession de l'exercice 2024, correspond au **premier contrôle annuel dans le cadre du nouveau contrat de concession**.

Dans un premier temps, ce rapport devait permettre de présenter les résultats pour la concession, à partir d'indicateurs généraux relatifs aux dépannages et à la gestion des supports vétustes. Il s'agit de **thématiques chères au Sy.MEG qui reçoit régulièrement des insatisfactions de la part des usagers**, à propos des interventions ou non interventions du concessionnaire EDF SEI. Cette thématique avait été évoquée lors du bilan du précédent audit, afin que le concessionnaire prépare le nécessaire. **Malheureusement trop peu d'informations ont été transmises à l'autorité concédante propriétaire des réseaux sur ces sujets, ainsi la 1^{ère} partie se réduit à lister les carences sur ces sujets.**

Une analyse d'un échantillon de 8 dossiers de réclamations clôturées en 2024 et pour lesquelles le délégataire a répondu est proposée dans la 2nde partie. **Elles sont toutes relatives à la « sécurité des ouvrages » et concernent les process d'EDF SEI pour « exploiter et maintenir les ouvrages réseau ».**

La sélection a été faite à partir de la liste des réclamations, car à ce jour, EDF SEI n'a pas pu transmettre de liste des interventions en lien avec des supports vétustes.

Cette sélection est axée sur les réclamations émises par les usagers afin d'alerter l'autorité concédante sur des éventuelles tendances d'insatisfactions des usagers vis-à-vis d'EDF SEI. Cette analyse permet de vérifier concrètement la qualité des réponses apportées, la réactivité et le traitement objectif.

La thématique de ce rapport fait partie des grandes insatisfactions de cet audit de l'exercice 2024. Trop peu d'informations sont transmises à l'AODE sur la gestion des supports vétustes par EDF SEI, alors que, comme le traitement de l'échantillon le montre, il y a de nombreuses carences dans le suivi de cette activité, justifiant les plaintes des usagers.

2. Données nécessaires à l'audit et manquantes

2.1 Demandes initiales de données

Ce rapport sur la qualité et les délais de dépannage assurés par EDF devait permettre de mettre particulièrement l'accent sur le traitement des signalements liés à la vétusté et à la dangerosité des ouvrages (supports penchés, coffrets ouverts, etc.) et devait viser à contrôler le processus de suivi mis en place par EDF (fichier de suivi des signalements et du traitement).

Pour cela des données spécifiques ont été demandées au concessionnaire, ces dernières sont précisées ci-dessous. Ces tables de données ont été spécifiquement développées pour cet audit, et pour les attentes spécifiques du Sy.MEG.

2.1.1. Actions du concessionnaire relatives à la problématique des supports vétustes

Le tableau ci-dessous avait pour objectif que le Sy.MEG obtienne des quantités annuelles relatives à la gestion des supports vétustes (nombre de supports diagnostiqués, nombre de supports changés, etc...)

T8. Supports Vétustes (NOUVEAU)				
Actions du concessionnaire relatives à la problématique des supports vétustes				
	HTA		BT	
	2023	2024	2023	2024
Nombre de supports en concession				
Nombre de supports visités / diagnostiqués				
Nombre de supports diagnostiqués en U0				
Nombre de supports diagnostiqués en U1				
Nombre de supports diagnostiqués en U2				
Nombre de réclamations de clients relatives à des supports vétustes				
Délai moyen entre la réclamation et le changement de support				
Nombre de supports changés en cours d'année				

Ces informations n'ont pas été transmises par EDF SEI, ce dernier ayant indiqué « en cours d'instruction pour le prochain contrôle ». **Il est indispensable que ces données soient transmises pour l'exercice 2025.**

2.1.2. Liste des signalements traités par EDF sur 2024

Une liste des signalements traités par EDF sur 2024 a été demandée au concessionnaire. Cette demande de liste a été faite par mail, car elle ne figure pas dans la demande de documents générale. La liste attendue est en lien avec des problématiques de type ouvrages vétustes ou présentant un risque (supports penchés, coffrets ouverts, etc.), des incidents nécessitant une intervention technique de dépannage, des interventions incluant ou nécessitant un élagage, etc.

Pour chaque signalement recensé, cette liste doit notamment indiquer la référence ou identifiant du signalement, date de signalement, type de problème signalé, canal de réception, localisation, date d'intervention, type d'intervention réalisée, statut actuel (clos, en cours, reporté, etc.), etc. Au final, cette liste correspond au fichier T8 ci-dessus détaillant toutes les informations disponibles signalement par signalement.

Une liste de « signalements » a été transmise par le concessionnaire, avec une quinzaine de lignes, mais la quantité et les éléments contenus dans cette liste ne correspondaient pas aux attentes pour cet audit. En outre, ce fichier paraît artisanal et manuel, il est attendu un suivi plus complet et plus standardisé.

Liste transmise par EDF SEI, mais « hors sujet » (noms des personnes masqués)

DATE	SCL SRE SRIP	RACC DO SD	Intitulé projet	Localisation	Commune	Chef de projet	Référence
	SRIP	RACC	raccordement surpresseur		LE GOSIER		D745/016092
	SRE/SCL	SD	CONTRATS EP		TOUS	KLM	?
	SRE	SD	Réclamation SD	place de l'Eglise	TROIS RIVIERES		?
	SRE	SD	support et câble au sol	Conodor	SAINT ROSE	GRIP	BI-CKE-4972822
	SCL	RACC	raccordement lot BOISVINIERES	BOISVINIERES	LES ABYMES		D745/012083
	SRIP	RACC	déclaration préalable de travaux DT - article R325-25	TOUS	TOUS		?
	SRE	SD	recensement 2024 des supports vétustes et des chutes de tension		VIEUX FORT-VEUX HABITANTS-SAINT ROSE-TERRE DE HAUT	SRE	?
	STIC		Analyse contrôle de concession 2022-2023				LRAR: 2C 163 430 38068
	SRE	AUTRE	chute de tension client	Bois Sec	GOYAVE	?	LRAR: 2C 163 430 38075
	SRE	SD	dossier chute de tension	BOIS SEC	GOYAVE	?	LRAR: 2C 163 430 38075
	SRE	SD	dossier chute de tension	Barbotteau	PETIT-BOURG	?	LRAR: 2C 163 430 38396
06/12/2024	SRIP	RACC	SASU	les hauts de SAINT-FRANCOIS	SAINT-FRANCOIS	MOAD	D745/016553
03/12/2024	SRIP	RACC	12 LOTS ET 3 COMMERCE	BD Ibené	SAINT-ANNE	MOAD	D745/014738
03/12/2024	SRE	SD	dossier chute de tension	rte de Bel Etang	LE MOULE	?	LRAR: 2C16343038488
02/12/2024	SCL		Branchement illicite plage de GALBAS	Plage de GALBAS	SAINT-ANNE	PNT	LRAR: 2C 163 430 38495
18/12/2024	SRIP	DO	chantier	Grand rivière	VIEUX HABITANTS		D745/014224

L'audit sur site a permis de repréciser en séance les attentes de l'AODE et de l'AEC. Ces attentes ont été également reprécisées par écrit lors de l'envoi des questions complémentaires *post-audit*.

Question AEC : « Comme évoqué en séance, et notamment lors de l'audit des réclamations, le suivi des interventions pose question. Pourriez-vous nous transmettre une **liste de 2024 des interventions, notamment celles relatives aux supports vétustes et aux actions post réclamations**, avec les dates d'enregistrement et de réalisation ? (issu de GMAO ou de Cinke Evolution, si nous avons bien suivi). »

Réponse EDF SEI : « Cette demande relève de l'organisation interne d'EDF-SEI, les informations demandées ne peuvent être communiquées. »

La réponse finale d'EDF SEI n'est pas satisfaisante. AEC propose au Sy.MEG de continuer à formuler cette demande de fichier pour avoir une vision complète du niveau de qualité ou de difficulté de l'activité de gestion des supports vétustes et aussi de gestion des interventions faisant suite aux réclamations. Ce point sera appuyé ci-après avec le traitement de l'échantillon, dont les conclusions confirment nombreuses anomalies, donc la nécessité pour l'AODE d'obtenir plus de transparence.

2.2 Informations présentées par EDF lors de l'audit sur site

Le concessionnaire a pu présenter 2 slides sur le sujet attendu, cf ci-dessous.

En 2024, 589 supports ont été remplacés par EDF SEI. Le concessionnaire a précisé que ce suivi était issu du SI « CINKE EVOLUTON ».

Il sera nécessaire d'obtenir plus de précisions à l'avenir. Notamment d'avoir un graphique sur plusieurs années du nombre de supports remplacés, d'obtenir des précisions sur les nombres par commune, d'avoir des précisions sur la répartition des sources à l'origine du remplacement (entre les élus, les agences d'intervention, les usagers via le dépannage, les usagers via les réclamations et les interlocuteurs privilégiés) et d'obtenir un délai moyen entre le constat et le remplacement.

En outre, le concessionnaire a précisé en séance, d'un programme de sécurisation des supports sur 3 ans venait de s'achever, et par ailleurs un **programme d'anticipation du changement des supports en masse était en réflexion. Le prochain audit devra permettre d'obtenir plus de détails sur ce programme envisagé, car il pourra améliorer la satisfaction des usagers avant la période cyclonique, réduire le nombre de réclamations sur cette thématique, et diminuer le nombre de dépannages relatifs aux supports.**



3. Analyse d'un échantillon de dossiers

3.1 Présentation de l'échantillon

Comme évoqué précédemment, à défaut de pouvoir sélectionner des dossiers dans une liste d'interventions ou de signalements de supports vétustes, et afin de pouvoir maintenir l'audit sur cette thématique, il a été convenu avec le Sy.MEG en amont de l'audit sur site, de faire un échantillon à partir des réclamations relatives à la sécurité des ouvrages, idem de réclamations le plus proche du thème de l'audit.

L'audit a été l'occasion d'analyser un échantillon de 8 dossiers de réclamations sur la « **sécurité des ouvrages** » à partir des données du contrôle de concession. Pour rappel, les réclamations reçues sont enregistrées dans le SI « **E.CLIDE** » du concessionnaire.

Un autre rapport d'audit relatif aux traitements des réclamations avec un 2^{ème} échantillon de 10 réclamations a également été produit et remis au Sy.MEG. Ces réclamations concernaient des demandes d'indemnisation pour sinistres, des délais ou la qualité d'intervention et des contestations de factures.

L'échantillon a été réalisé selon un choix aléatoire parmi les réclamations filtrées ci-dessous :

- le sous-type « exploiter et maintenir les ouvrages réseau » ;
- la nature « sécurité des ouvrages » ;
- le statut « terminé » (c'est-à-dire réclamation close, mais le chantier peut-être en cours) ;
- et avec les termes « support » ou « poteau » en libellé.

Tableau des 8 réclamations sélectionnées dans la liste du Sy.MEG (source : liste des réclamations)

référence	N° Echantillon AEC	sous-type	réclamation. nature	statut	Commune	CODE INSEE	libellé	date création	réclamation. date de réception	réclamation. origine
11969687	1	R4 Exploiter et maintenir les ouvrages réseau	R407 Sécurité des ouvrages	terminé	BAIE MAHAULT	97103	MEC SUPPORT	26/07/2024	04/07/2024	MAIL
11914364	2	R4 Exploiter et maintenir les ouvrages réseau	R407 Sécurité des ouvrages	terminé			Poteau en bois abimé et dangereux	18/06/2024	05/06/2024	COUR
11802387	3	R4 Exploiter et maintenir les ouvrages réseau	R407 Sécurité des ouvrages	terminé	ST FRANCOIS	97125	MEC POTEAU	08/04/2024	08/04/2024	MAIL
11662343	4	R4 Exploiter et maintenir les ouvrages réseau	R407 Sécurité des ouvrages	terminé	LE GOSIER	97113	poteau penché danger	04/01/2024	04/01/2024	MAIL
12170814	5	R4 Exploiter et maintenir les ouvrages réseau	R407 Sécurité des ouvrages	terminé	CAPESTERRE BELLE EAU	97107	Support vétuste et élagage	10/12/2024	10/12/2024	MAIL
11978113	6	R4 Exploiter et maintenir les ouvrages réseau	R407 Sécurité des ouvrages	terminé	ANSE BERTRAND	97102	REITERATION MEC POTEAU	01/08/2024	01/08/2024	COUR
12146308	7	R4 Exploiter et maintenir les ouvrages réseau	R407 Sécurité des ouvrages	terminé	TROIS RIVIERES	97132	DEUXIEME REITERATION MEC POTEAU	26/11/2024	26/11/2024	MAIL
12071423	8	R4 Exploiter et maintenir les ouvrages réseau	R407 Sécurité des ouvrages	terminé	CAPESTERRE BELLE EAU	97107	TROISIEME REITERATION MEC POTEAU	02/10/2024	02/10/2024	COUR

MEC : « Mise En Conformité »

3.2 Analyse du traitement des réclamations sélectionnées

L'analyse des réclamations a permis l'analyse de la formulation des plaintes des usagers et des réponses apportées par EDF. Le concessionnaire a bien transmis les éléments nécessaires demandés, avec notamment une synthèse par dossier (courrier du réclamant, réponse du concessionnaire, photos éventuelles, et suite du traitement du dossier en cas d'intervention).

Le concessionnaire, en supplément des éléments transmis en amont de la mission sur site, a transmis une présentation avec une diapositive par réclamation. Ces diapositives sont ajoutées en annexes de ce rapport.

Les paragraphes ci-dessous synthétisent les analyses qui ont été effectuées sur l'échantillon de dossiers.

3.2.1. Réclamation n°1 à Baie-Mahault

- Ce client porte une réclamation à propos d'un support BT en béton très abimé (cf photo en annexe) ;
- **Anomalie de délai** : cette réclamation a été reçue le 04/07/2024 par le PEC (Pôle Ecoute Client), mais a été transférée au service compétent le SRE (Service Réseau Electrique) seulement le 26/07/2024, ainsi un délai de 22 jours a été perdu dès le début du délai de traitement de la réclamation. Cela explique pourquoi cette réclamation a été répondue au total en 29 jours calendaires. **EDF a expliqué un problème de routage de la réclamation, qui n'a pas été transférée au bon interlocuteur ;**
- Cette réclamation a été faite par mail. Le concessionnaire a expliqué que les réponses aux réclamations sont faites en priorité par téléphone pour faciliter les explications. Si la réponse n'a pas pu être apportée par téléphone, alors c'est ensuite le canal « mail » qui est choisi. Et enfin, en cas d'absence d'adresse mail dans le compte du client, alors le canal « courrier » est retenu ;
- Pour ce dossier, EDF SEI a accusé réception de la réclamation auprès du client le 29/07 (soit 3 jours après l'enregistrement tardif), et a demandé des compléments avec des photos le 02/08. Le réclamant a envoyé des photos le jour même. Le technicien est ensuite venu sur place pour constater le problème (les outils indiquent une visite le jour-même). **La réclamation a été clôturée le jour-même le 02/08.** Le concessionnaire a confirmé que la réclamation doit être clôturée à la fin de l'enquête, et non à la fin des travaux ;
- **Date intervention non enregistrée** : le poteau a été remplacé, mais aucun outil du concessionnaire n'a permis de savoir à quelle date. La seule information connue, est qu'un appel du client 13/09 a confirmé que les travaux ont été effectués, mais il ne sait pas dire à quelle date précise. Le concessionnaire a confirmé que cette **date était manquante dans CINKE Evolution, et que ce n'était pas une donnée bloquante**, c'est pourquoi le dossier a été clôturé ;
- EDF SEI a expliqué en séance la mise en place récente d'un chantier d'excellence opérationnelle (ExOp) qui est axé sur les « chantiers chutés » et sur les interventions non réalisées, dans le but **d'améliorer la réussite des interventions.**

3.2.2. Réclamation n°2 à Trois-Rivières

- **Aucune réponse à la 1^{ère} réclamation** : la réclamation sélectionnée, est en réalité une relance suite à une 1^{ère} réclamation restée sans réponse. Le 13/05/2024 la mairie de cette commune a porté une réclamation pour le compte d'une personne âgée de la commune, par mail à l'agence collectivités, mais 1 mois plus tard, aucun retour n'a été fait au réclamant. EDF SEI explique que cette réclamation par mail a été faite à l'IP (interlocuteur privilégié) du secteur, mais que ce dernier était en **arrêt maladie**. Le 18/06, soit 1 mois après, la mairie a réitéré sa réclamation ;
- La réclamation concerne un **poteau dangereux** qui risque de tomber sur une habitation. EDF SEI précise que le repérage du support en question a été difficile, car l'adresse était imprécise. Suite à la réception de la réclamation le 18/06, une demande d'intervention a été ouverte le 26/06 (soit sous 6 jours) à la BO (Base Opérationnelle) de Basse-Terre ;
- **Dossier perdu** : ensuite, le 13/02/2025, soit 8 mois plus tard une enquête terrain a été programmée. EDF SEI reconnaît qu'il y a un problème de suivi du sujet, car ce **dossier a été « oublié »** ;
- **Support changé** : au final le support a été remplacé le 04/03 soit 3 semaines après la « découverte de cette demande perdue », et 11 mois après la 1^{ère} réclamation.

3.2.3. Réclamation n°3 à Saint-François

- **Réclamation traitée en 1 jour** : ce client réclame le 05/04/2024 à propos d'un support tombé le 21/11/2023 (soit un incident qui date de plus de 5 mois avant la réclamation), et qui depuis tient par des cordes car aucun agent n'est revenu le réparer (cf photos en annexes). Cette réclamation a été enregistrée le 08/04, et a été clôturée le 09/04, car une conseillère a confirmé par téléphone la prise en compte de la demande, et la demande d'intervention ;
- **Aucune intervention définitive suite à la 1^{ère} réclamation** : finalement la réclamation a été rapidement fermée, mais en réalité il existait une 1^{ère} réclamation de ce client pour ce support. Cette réclamation avait aboutie à une mise en sécurité temporaire du support vétuste, en attendant son remplacement. En effet, EDF SEI confirme qu'aucune intervention n'avait été faite courant 2024, la BO de Morne-à-l'Eau a alors était avertie de relancer son prestataire ;
- **3^{ème} réclamation, mais non traitée dans le même dossier que les précédentes** : en octobre 2024, la cliente a re-re-réclamé car les travaux n'étaient toujours pas fait. Cette réclamation a été traitée par une nouvelle conseillère, sans qu'elle fasse le lien avec les réclamations précédentes ;
- **Prestataire défaillant** : Au final, EDF SEI a expliqué c'est finalement l'hypervision du SRE qui a débloqué la situation, et qui peut parfois reprendre la main à la place des BO, afin de faire appel à un **autre prestataire**, et réaliser les travaux. Au final, les travaux ont été fait le 22/05/2025, soit 18 mois après la 1^{ère} demande, ou 14 mois après la 2^{ème} réclamation, et 7 mois après la dernière réclamation.

3.2.4. Réclamation n°4 au Gosier

- **Aucune réponse à la 1^{ère} réclamation** : la réclamation sélectionnée du 04/01/2024, est en réalité une relance suite à une 1^{ère} réclamation restée sans réponse. Le client a porté une 1^{ère} réclamation le 24/10/2023, mais aucune réponse n'a été apportée. EDF SEI explique que la demande a été reçue dans un canal prévu pour le suivi de l'exploitation, mais n'a pas été remontée au service réclamation ;
- **Aucune intervention suite à la 1^{ère} réclamation et poteau dangereux** : ce client reréclame pour ce support qui alimente sa maison, et précise que selon lui il y a un danger pour son foyer et pour son voisinage, et que suite à sa 1^{ère} réclamation, une intervention devait être réalisée, mais rien n'a été fait ;
- **Réclamation clôturée à tort** : le 11/01/2024 EDF SEI a effectué un appel sortant pour rappeler le réclamant, soit 7 jours après sa relance. Toutefois, le fournisseur n'a pas réussi à le joindre ce jour-là, et la réclamation a été clôturée par erreur après cette tentative d'appel. Ainsi le dossier s'est arrêté à ce stade, ce qui est totalement insatisfaisant ;
- **3^{ème} réclamation** : n'ayant pas eu de réponse et de changement du support dangereux, EDF SEI a indiqué en séance que le client a été obligé de re-re-réclamer le 08/08/2025, soit 19 mois après ;
- **Jour de l'audit : le support n'était toujours pas changé** : EDF SEI a confirmé en séance que le support n'était toujours pas remplacé, et qu'aucune demande d'enquête n'a été faite, et qu'aucun retour de la BO n'a été reçu.

3.2.5. Réclamation n°5 à Capesterre-Belle-Eau

- **Anomalie de délai** : cette réclamation a été reçue le 18/11/2024 mais a été enregistrée seulement le 10/12/2024, soit 3 semaines après. Ce délai est invisible dans le délai de traitement, car ce délai est calculé à partir de la date d'enregistrement et non d'émission de la réclamation. Aussi, avec une clôture le 17/12/2024 cette réclamation apparaît être répondue sous 7 jours dans les outils du concessionnaire, alors que le client a lui attendu 30 jours. EDF SEI indique qu'effectivement cela n'était pas satisfaisant, et reconnaît une période d'enregistrement dégradée suite au black-out de fin octobre 2024, en raison des volumes de réclamations et d'appels ;
- **Support dangereux** : ce client réclame à propos d'un poteau qui menace de tomber, et pour lequel les importantes pluies récentes ont augmenté le risque ;
- Suite à l'enregistrement de la réclamation 10/12/2024, un SMS d'accusé de réception a été envoyé le 11/12/2024, et une ouverture de demande d'intervention a été faite le 17/12/2024, jour de la clôture de la réclamation ;
- **Aucune intervention suite à la réclamation et poteau dangereux** : ce client reréclame pour ce support le 28/04/2025 soit 4 mois après, car aucune intervention n'a été faite, et que la situation continue de se dégrader ;
- **Jour de l'audit : le support n'était toujours pas changé** : EDF SEI a confirmé en séance que le support n'était toujours pas remplacé, et qu'aucune demande d'enquête n'a été faite, et qu'aucun retour de la BO n'a été reçu.

3.2.6. Réclamation n°6 à Anse-Bertrand

- **Aucune intervention suite aux 3 premières réclamations** : ce client a porté au total 4 réclamations sur le même sujet d'un support défectueux, en juin 2021, mai 2024, juillet 2024 et cette réclamation le 01/08/2024 ;
- **Prise en main par l'hypervision** : comme pour un autre dossier précédemment, EDF SEI a expliqué que l'hypervision a repris la main sur ce dossier en difficulté. Le 27/08/2024 l'hypervision a ouvert une demande de chantier, et a demandé des photos à l'utilisateur. L'utilisateur a tardé à envoyer des photos, elles ont été transmises 20/06/2025, soit 10 mois après. Après analyse des photos, le concessionnaire a rappelé le client pour confirmer l'ouverture d'un dossier pour intervenir, mais sans degré d'urgence particulier.
- **Pas d'intervention** : le jour de l'audit, aucun chantier n'a eu lieu. Au final, le concessionnaire a expliqué que suite à analyse par le contrôle de gestion, ce chantier est reporté d'un an, car le budget annuel avait été consommé. **Vu le nombre de réclamations et la durée très longue de ce dossier, il n'est pas satisfaisant que ce report d'un an pour faute de budget soit appliqué à ce type de dossier à rallonge.**

3.2.7. Réclamation n°7 à Trois-Rivières

- **Anomalie de délai** : cette réclamation a été reçue le 31/10/2024 mais a été enregistrée seulement le 26/11/2024, soit 3 semaines après. Ce délai est invisible dans le délai de traitement, car ce délai est calculé à partir de la date d'enregistrement et non d'émission de la réclamation. Aussi, avec une clôture le 06/12/2024 cette réclamation apparaît être répondue sous 10 jours dans les outils du concessionnaire, alors que le client a lui attendu 5 semaines. EDF SEI indique qu'effectivement cela n'était pas satisfaisant, et reconnaît une période d'enregistrement dégradée suite au black-out de fin octobre 2024, en raison des volumes de réclamations et d'appels ;
- **Aucune intervention suite aux 3 premières réclamations** : ce client a porté au total 4 réclamations sur le même sujet d'un support défectueux, cette réclamation du 31/10/2024 est ainsi la 4^{ème}.
- **Aucune intervention suite à la réclamation et poteau abimé menaçant pour le foyer** : la réclamation a été clôturée le 06/12/2024, avec l'ouverture d'un dossier pour programmer un chantier ;
- **Chantier réalisé** : au final, cette réclamation a abouti à un chantier réalisé le 20/01/2025, soit 4 mois après la dernière réclamation.

3.2.8. Réclamation n°8 à Capesterre-Belle-Eau

- **Aucune intervention suite aux 5 premières réclamations** : ce client a porté au total 6 réclamations sur le même sujet d'un support défectueux (2 réclamations en 2022, juillet 2023 avec une demandes d'éléments complémentaires, la 4^{ème} a été faite par téléphone et a été clôturée par erreur et idem pour la 5^{ème}) cette réclamation du 02/10/2024 est ainsi la 6^{ème} ;
- **Réclamation clôturée à tort** : le 09/10/2024 EDF SEI a effectué un appel sortant pour rappeler le réclamant. Toutefois, le fournisseur n'a pas réussi à le joindre ce jour-là, et la réclamation a été clôturée par erreur après cette tentative d'appel. Ainsi le dossier s'est arrêté à ce stade sans chantier, ce qui est totalement insatisfaisant.

3.3 Synthèse des analyses de 8 réclamations

L'audit d'un échantillon de 8 réclamations traitées par EDF SEI a permis de relever les points suivants :

- De nombreux clients ont eu besoin de faire **plusieurs relances** de réclamations :
 - Une réclamation (n°2) n'a pas eu de réponse, suite à un problème d'aiguillage, et d'un arrêt maladie sans reprise du dossier par une autre personne ;
 - Une réclamation (n°4) reçue par l'exploitant, mais non transmise au service en charge des réclamations ;
 - Un client (n°5) a dû réclamer 2 fois ;
 - Deux clients (n°3 et 4) ont dû réclamer 3 fois ;
 - Deux clients (n°6 et 7) ont dû réclamer 4 fois ;
 - Un client (n°8) a dû réclamer 6 fois.
- Deux réclamations avec des **délais d'enregistrement** supérieurs à 3 semaines (n°1 et 5), délais invisibles dans le délai global de réponse, mais subis par les usagers réclamants. Il s'agit notamment d'effets secondaires de la période d'activité perturbée après le black-out ;
- Plusieurs **réclamations qui n'ont jamais abouti à des chantiers** :
 - Un dossier (n°8) oublié durant 8 mois ;
 - Un dossier (n°3) avec une mise en sécurité provisoire, mais aucune intervention pour une réparation définitive ;
 - Un dossier (n°3) sans aucun chantier car la BO et le prestataire n'ont pas fait le nécessaire ;
 - Un dossier (n°6) avec un report de chantier d'une année, suite à une consommation bouclée du budget annuel alloué. Ce point est peu concevable, et nécessitera plus de précisions à l'avenir ;
 - **Quatre dossiers (n°4, 5, 6 et 8) malgré des nombres de relances de réclamations à propos de supports dangereux, n'ont jamais abouti à des travaux. Ainsi les clients peuvent être très insatisfaits. C'est également une grande insatisfaction pour l'autorité concédante. La gestion des réclamations, et la gestion des interventions post réclamations sont un point majeur d'amélioration à court terme. Cela confirme également la nécessité qu'EDF SEI transmette au Sy.MEG un fichier récapitulatif de ces activités, comme déjà évoqué auparavant dans ce rapport.**
- Délais d'intervention pour remplacer les supports :
 - Un remplacement de support a été fait (n°1), mais la date n'a pas été enregistrée. AEC préconise qu'un dossier ne puisse plus être clôturé sans cette date, et que cela devient un paramètre bloquant ;
 - Pour deux autres dossiers (n°2 et 7) les autres travaux ont eu lieu 3 semaines et 4 mois après la dernière réclamation ;
 - Pour deux dossiers (n°3 et 6) il a été nécessaire que l'hypervision reprenne les dossiers en main car le process habituel était défaillant.

4. Synthèse

Ce rapport devait permettre de présenter les résultats pour la concession, à partir d'indicateurs généraux relatifs aux dépannages et à la gestion des supports vétustes. Il s'agit de **thématiques chères au Sy.MEG qui reçoit régulièrement des insatisfactions de la part des usagers**, à propos des interventions ou non interventions du concessionnaire EDF SEI.

Cette thématique avait été évoqué lors du bilan du précédent audit, afin que le concessionnaire prépare le nécessaire. Malheureusement trop peu d'informations ont été transmises à l'autorité concédante propriétaire des réseaux sur ces sujets, ainsi la 1^{ère} partie du rapport s'est réduit à liste les carences sur ces sujets.

En 2024, 589 supports ont été remplacés par EDF SEI. Le concessionnaire a précisé que ce suivi était issu du SI « CINKE EVOLUTON ».

Il sera nécessaire d'obtenir plus de précisions à l'avenir. Notamment d'avoir un graphique sur plusieurs années du nombre de supports remplacés, d'obtenir des précisions sur les nombres par commune, d'avoir des précisions sur la répartition des sources à l'origine du remplacement (entre les élus, les agences d'intervention, les usagers via le dépannage, les usagers via les réclamations et les interlocuteurs privilégiés) et d'obtenir un délai moyen entre le constat et le remplacement.

Un tableau récapitulatif des actions (indicateurs annuels) du concessionnaire relatives à la problématique des supports vétustes a été demandé. Ces informations n'ont pas été transmises par EDF SEI, ce dernier ayant indiqué « en cours d'instruction pour le prochain contrôle ». **Il est indispensable que ces données soient transmises pour l'exercice 2025.**

Une liste détaillée des signalements traités par EDF sur 2024 a été demandée au concessionnaire. Cette demande de liste a été faite par mail, car elle ne figure pas dans la demande de documents générale. La liste attendue est en lien avec des problématiques de type ouvrages vétustes ou présentant un risque (supports penchés, coffrets ouverts, etc.), des incidents nécessitant une intervention technique de dépannage, des interventions incluant ou nécessitant un élagage, etc.

Pour chaque signalement recensé, cette liste doit notamment indiquer la référence ou identifiant du signalement, date de signalement, type de problème signalé, canal de réception, localisation, date d'intervention, type d'intervention réalisée, statut actuel (clos, en cours, reporté, etc.), etc. Au final, cette liste correspond au fichier T8 ci-dessus détaillant toutes les informations disponibles signalement par signalement.

L'audit sur site a permis de repréciser en séance les attentes de l'AODE et de l'AEC. Ces attentes ont été également reprécisées par écrit lors de l'envoi des questions complémentaires *post*-audit.

Réponse EDF SEI : « Cette demande relève de l'organisation interne d'EDF-SEI, les informations demandées ne peuvent être communiquées. »

La réponse finale d'EDF SEI n'est pas satisfaisante. AEC propose au Sy.MEG de continuer à formuler cette demande de fichier pour avoir une vision complète du niveau de qualité ou de difficulté de l'activité de gestion des supports vétustes et aussi de gestion des interventions faisant suite aux réclamations.

L'audit d'un échantillon de 8 réclamations relatives à la sécurité des ouvrages, a permis de sélectionner 8 réclamations relatives à des supports vétustes. Cet audit a montré de grandes difficultés de suivis, de gestions, et de réponses aux attentes des réclamants. Consécutivement à ces grandes difficultés, les points d'amélioration suivants sont attendus à court terme :

- Obtenir une liste des demandes de remplacement de supports, avec les dates des demandes, et les dates des chantiers réalisés ;
- Raccourcir le délai entre la réception des réclamations, et leurs enregistrements dans les outils ;
- Garantir un suivi qualitatif à 100% des demandes, pour éliminer les risques de dossiers « perdus » ou « oubliés » ;
- Garantir un suivi qualitatif à 100% des réclamations, pour garantir que tous les usagers obtiennent des réponses, et réduire les relances ;
- Garantir un suivi qualitatif des activités des BO (Bases Opérationnelles) et des prestataires que pour toutes les demandes justifiées de changement de supports, aboutissent ;
- Engager une réflexion globale pour permettre un remplacement des supports en masse, et ainsi anticiper les besoins de renouvellement, et aussi réduire les réclamations des usagers. Cela correspondrait à améliorer la maintenance préventive pour réduire la maintenance curative peut satisfaisante pour les usagers et pour l'autorité concédante.

5. Annexes : réclamations « supports vétustes »

5.1 Affaire n°11969687 – BAIE MAHAULT

Affaire n°11969687 – BAIE MAHAULT

Numéro d'échantillon : 1

Client : MEDI CARAIBES

Chantier : BI-CKE-4911404

Année et nombre de réclamation : 2024 / 1

Objet de la réclamation : Demande de remplacement d'un support

Problème signalé : Support béton détérioré

Description détaillée : Blocs de béton se détachant du support

Actions entreprises :

- 04/07/2024 : Réception et création de l'affaire de réclamation
- 26/07/2024 : Transféré au SRE
- 29/07/2024 : Sms accusé de réception de l'affaire de réclamation 1
- 02/08/2024 : Appel sortant pour demande de complément photos
 - A réception, ouverture d'une demande d'intervention urgente
 - Fermeture de la réclamation

Travaux réalisés : Semi réalisé, 02/08/24 enquête terrain

Causes du retard : Contraintes techniques d'exploitation et manque de suivi de la réalisation





5.2 Affaire n°11914364 – TROIS RIVIERES

Affaire n°11914364 – TROIS RIVIERES

Numéro d'échantillon : 2

Client : MAIRIE TROIS RIVIERES

Chantier : CH-CKE-1442230

Année / nombre de réclamation : 2024 / 1

Objet de la réclamation : Demande de remplacement d'un support

Problème signalé : Poteau vétuste

Description détaillée : La mairie de Trois-Rivières nous informe de l'existence d'un compteur présent sur un poteau en bois abimé et dangereux à la Plaine à Trois-Rivières.

Actions entreprises :

- **18/06/24:** Réception et création de l'affaire de réclamation
- **19/06/24:** Sms accusé de réception de l'affaire de réclamation 1
- **26/06/24 :** Demande de travaux (mail / base opérationnelle) et clôture de la réclamation
- **13/02/2025 :** Enquête terrain
- **04/03/2025 :** Remplacement du poteau

Travaux réalisés : Oui **Date :** 04/03/2025

Causes du retard : Contraintes techniques d'exploitation




5.3 Affaire n°11802387 – ST FRANCOIS

Affaire n°11802387 – ST FRANCOIS

Numéro d'échantillon : 3

Client : GIOACCHINI

Chantier : _CH-CKE-1337688

Année et nombre de réclamation : 2024 / 2

Objet de la réclamation : Demande de remplacement d'un support bois tombé depuis le 21/11/2023

Problème signalé : Suite mise en sécurité du 21/11/2023 remplacement du support non réalisé

Description détaillée : Suite appel pompier pour un support bois tombé et entravant la circulation, une mise en sécurité est réalisée, sans donner suite au remplacement du support cassé

Actions entreprises :

- **08/04/24 :** Réception et création de l'affaire de réclamation 1
- **09/04/24:** Sms accusé de réception de l'affaire de la réclamation 1
- Relance à l'Agence d'intervention de Morne à l'Eau pour non-remplacement du support défectueux
- **09/10/24 :** Réception d'une réitération du client (réclamation 2)
- **31/10/24:** Reprise en main de l'affaire et création du chantier pour prestataire / équipe Hypervision

Travaux réalisés : Oui - **Date :** 22/05/2025

Causes du retard : Travaux non réalisés par l'agence d'intervention (AI) malgré relances






5.4 Affaire n°11662343 – LE GOSIER

Affaire n°11662343 – LE GOSIER

Numéro d'échantillon : 4

Client : DUHAMEL

Travaux réalisés : Non

Situation : Non réalisé

Chantier : Pas de chantier

Année / nombre de réclamation : 2024 / 2 réclamations pour support penché

Objet de la réclamation : Demande de remplacement d'un support penché

Problème signalé : Réitération suite à une 1ère demande de remplacement fait en 24/10/2023

Description détaillée : Chute du support présentant une situation dangereuse et aucune intervention

Actions entreprises :

- 04/01/2024 :** Réception et création de l'affaire de réclamation 1 (support penché)
- 11/01/2024 :** Appel sortant pour demande de photos (sans succès) mais clôture de la réclamation
- 08/08/2025 :** Réception et création de l'affaire de réclamation 2 (support au sol)

Causes du retard : Manque de suivi et absence d'intervention / Clôture prématurée de la réclamation



5.5 Affaire n°12170814 – CAPESTERRE BELLE EAU

Affaire n°12170814 – CAPESTERRE BELLE EAU 1/2

Numéro d'échantillon : 5

Client : ROSIER

Situation : Non réalisé

Chantier : CH-CKE-1386581 le 19/12/2024 et CH-CKE-1558772 le 28/05/2025 pas de suite

Année et nombre de réclamation : 2024 /3 Réclamations MEC support

Objet de la réclamation : Support vétuste et élagage

Problème signalé : Support menace de tomber

Description détaillée : Support avec inclinaison accentuée par les dernières pluies, devant la propriété du client et sur la clôture du voisin dans une voie de desserte.

Actions entreprises :

- 10/12/2024 : Réception et création de l'affaire de réclamation 1
- 11/12/2024: Sms accusé réception réclamation 1
- 17/12/2024 : Demande de création de chantier et clôture de la réclamation 1
- 28/04/2025 : Relance du client par téléphone signalant que la situation s'est dégradée

Numéro d'échantillon : 5

Client : ROSIER

Chantier : CH-CKE-1386581 le 19/12/2024 et CH-CKE-1558772 le 28/05/2025 pas de suite

Suite : Pas de suite au chantier

Actions entreprises :

- 15/05/2025 : Réception et création de l'affaire de réclamation 2
- 28/05/2025 : Absence d'action et clôture de l'affaire de réclamation n°2
- 20/06/2025 : Réception et création de l'affaire de réclamation 3 + réception photos client
- 23/06/2025 : Sms accusé réception réclamation 3
- 26/06/2025 : Clôture de l'affaire de réclamation 3

Travaux réalisés : Semi-réalisé - Date : 10/01/2025

Causes du retard : Contraintes techniques d'exploitation

5.6 Affaire n°11978113 – ANSE BERTRAND

Affaire n°11978113 – ANSE BERTRAND

Numéro d'échantillon : 6

Client : VENT

Chantier : CH-CKE-1271693

Année et nombre de réclamation : 2024 et 4 R4 MEC poteau

Objet de la réclamation : Mise en conformité du support

Problème signalé : Support défectueux

Description détaillée : Absence du passage du technicien le 27/06/2024 et pas de suite

Actions entreprises :

- 01/08/2024 :** Réception et création de l'affaire de réclamation 4
- 02/08/2024 :** Sms accusé réception réclamation 4
- 12/08/2024 :** Réclamation considérée comme doublon avec la réclamation 2
Clôture de l'affaire de réclamation 4
- 27/08/2024 :** Création du chantier pour le remplacement du support en bois vétuste
- 20/06/2025 :** Réception des photos du client / Client non contacté pour l'informer du caractère non urgent de sa demande

Travaux réalisés : Non

Causes du retard : Qualité du traitement




5.7 Affaire n°12146308 – TROIS RIVIERES

Affaire n°12146308 – TROIS RIVIERES

Numéro d'échantillon : 7

Client : CHRISTOPHE

Situation : Réalisé

Chantier : CH-CKE-1337894

Année et nombre de réclamation : 2023 / 4 réclamations pour MEC support

Objet de la réclamation : Relance des travaux

Problème signalé : Support vétuste présentant un danger

Description détaillée : Câble à hauteur d'homme

Actions entreprises :

- 26/11/2024 :** Réception et création de l'affaire de réclamation 4
- 27/11/2024 :** SMS Accusé réception Réclamation Affaire 4
- 06/12/2024 :** Relance programmation du chantier créé le 31/10/2024 et appel sortant pour informer le client
Affaire de réclamation 4 clôturée

Travaux réalisés : Oui - **Date :** 20/01/2025

Causes du retard :




5.8 Affaire n°12071423 – CAPESTERRE BELLE EAU

Affaire n°12071423 – CAPESTERRE BELLE EAU 1/3

Numéro d'échantillon : 8

Client : Valerin

Chantier : CH-CKE-941643

Date chantier : 24/03/2023

Année et nombre de réclamation : 2023 / 6 réclamations pour MEC support

Suite 2024 : Réitération client car chantier resté sans suite, le client insiste sur la défectuosité du support devant sa maison et du caractère dangereux

Actions entreprises :

02/10/2024 : Réception et création de l'affaire de réclamation 6

03/10/2024 : SMS Accusé réception Réclamation Affaire 6

09/10/2024 : Affaire réclamation 6 clôturée à tort

Travaux réalisés : Non

Causes du retard : Manque de suivi des précédente demandes restées sans suite

Numéro d'échantillon : 8

Client : VALERIN

Chantier : CH-CKE-941643

Suite 2022/2024 : Réitérations, la mise en conformité n'est pas réalisée

Actions entreprises :

26/10/2022 : Réception et création de l'affaire de réclamation 3

27/10/2022 : SMS Accusé réception Réclamation Affaire 3

05/01/2023 : Appel sortant demandant des pièces complémentaires mais non abouti et clôture de l'affaire de réclamation 3

10/01/2023 : Réception des photos et nouveau chantier créé et client informé par mail

19/09/2023 : Réception et création de l'affaire de réclamation 4

20/09/2023 : SMS Accusé réception Réclamation Affaire 4

03/10/2023 : Appel sortant non tracé et clôture de l'affaire de réclamation 4

08/04/2024 : Relance client pour la réalisation des travaux / Informé que l'AI BT a bien reçu la demande / Agence d'intervention relancée

21/06/2024 : Réception et création de l'affaire de réclamation 5

24/06/2024 : SMS Accusé réception Réclamation Affaire 5

05/07/2024 : Client non joint, message vocal déposé et clôture de l'affaire de réclamation 5

Travaux réalisés : Non - **Date chantier :** 24/03/2023

Numéro d'échantillon : 8

Client : VALERIN

Chantier : CH-CKE-941643

Année et nombre de réclamation : 2022 / 6 R4 MEC support

Objet de la réclamation : Support vétuste

Problème signalé : Support très abîmé à proximité de la maison du client

Description détaillée : Relance des travaux annoncés pour un support très dégradé et présentant un danger

Actions entreprises :

04/07/2022 : Réception et création de l'affaire de réclamation 1

04/07/2022 : SMS Accusé réception Réclamation Affaire 1

15/07/2022 : Appel sortant demandant des pièces complémentaires et clôture de l'affaire de réclamation 1

12/08/2022 : Réception et création de l'affaire de réclamation 2

02/09/2022 : Clôture de l'affaire de réclamation 2

Travaux réalisés : Non- **Date chantier :** 02/10/2023



Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe



Tableau de bord de concession

Exercice 2024

28 janvier 2026

Version 2

(Version 1 : 16 octobre 2025)

Une note de synthèse est fournie avec ce tableau de bord afin de commenter certains graphiques et apporter des précisions sur les résultats de l'audit



Sommaire

Distribution publique d'électricité (Enedis)

Caractéristiques générales de la concession et de son alimentation	p.2
Les ouvrages concédés	p.3
Continuité d'alimentation de la concession	p.7
Qualité de l'électricité distribuée	p.10
Les investissements du concessionnaire	p.11
Les éléments patrimoniaux	p.12
Le compte d'exploitation	p.14
Les usagers de la concession	p.16
Les raccordements en soutirage et en injection	p.18
Les services aux usagers	p.19

Fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente

Les usagers aux Tarifs Réglementés de Vente de la concession	p.20
Les services du fournisseur aux usagers aux tarifs réglementés	p.21

Les résultats présentés dans ce tableau de bord sont issus des contrôles diligentés par le Sy.MEG accompagnés par AEC. En raison des difficultés consécutives à la pandémie, pour les exercices 2019 et 2020, le concessionnaire EDF SEI n'a pas été directement questionné, les données sont ainsi présentées en l'état.

Les résultats affichés dans le tableau de bord sont en priorité ceux obtenus à partir des données de contrôle, et en second lieu, ou à défaut, les données inscrites dans le CRAC annuel.

Pour les données de l'exercice 2021, EDF SEI a été audité en octobre 2022, pour les exercices de 2022 et 2023, le concessionnaire a été audité en octobre 2024 et pour l'exercice 2024, en octobre 2025.

Des comparatifs sont proposés entre les résultats du Sy.MEG, et les moyennes constatées par AEC en hexagone. Toutefois, il est important de préciser que le Sy.MEG n'est pas pris en compte dans ces statistiques, car elles sont calculées qu'avec des concessions d'Enedis, et non d'EDF SEI.

Ainsi afin de positionner la concession, les indicateurs pour le Sy.MEG sont comparés aux statistiques d'AEC pour les concessions d'Enedis en métropole, hors concessions EDF SEI.

Caractéristiques générales de la concession et de son alimentation

La délégation de service public

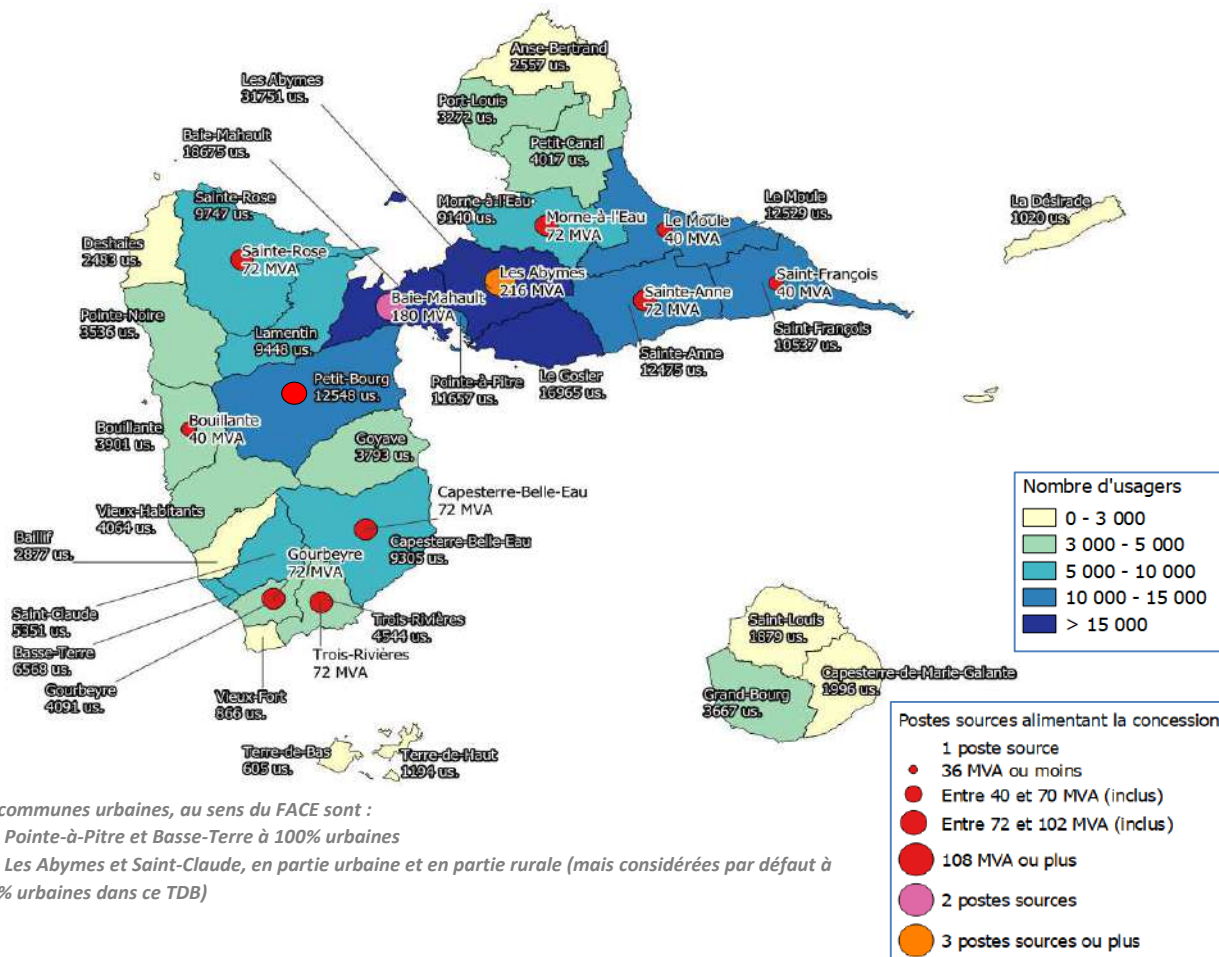
Date d'entrée en vigueur du contrat de concession 1er janvier 2024

Durée de la concession 30 ans

Service public délégué à EDF SEI

* L'exercice 2023 était le dernier exercice de contrôle selon le contrat de concession du 1er janvier 2008.

Un nouveau contrat de concession entre le Sy.MEG et EDF SEI a été signé en nov. 2023, et est entré en application au 1^{er} janvier 2024.

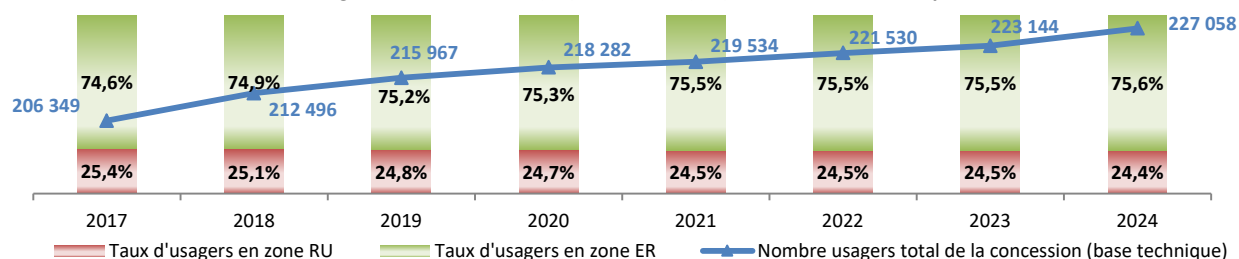


Les communes urbaines, au sens du FACE sont :

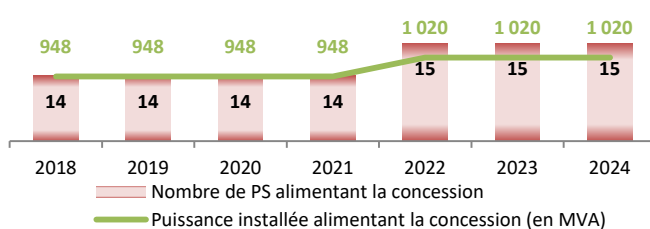
> **Pointe-à-Pitre et Basse-Terre à 100% urbaines**

> Les Abymes et Saint-Claude, en partie urbaine et en partie rurale (mais considérées par défaut à 100% urbaines dans ce TDB)

Part des usagers en zones rurale (ER) et urbaine (RU) selon la base technique



L'alimentation amont de la concession*



Les caractéristiques de la concession

Nombre de communes desservies 32

Population de la concession	
(population municipale	384 239
supérieure au 1 ^{er} janv. 2022, INSEE)	

nombre d'utilisateurs totaux de la concession

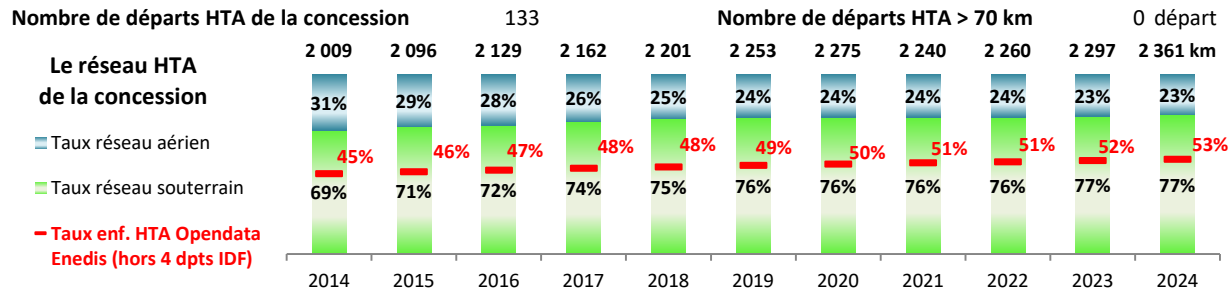
selon la base "clientèle" 231 933

selon la base "technique" 227 058

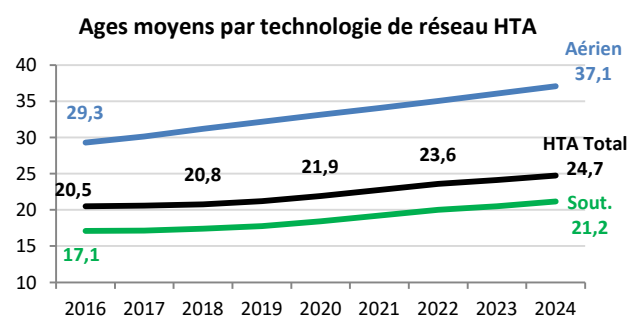
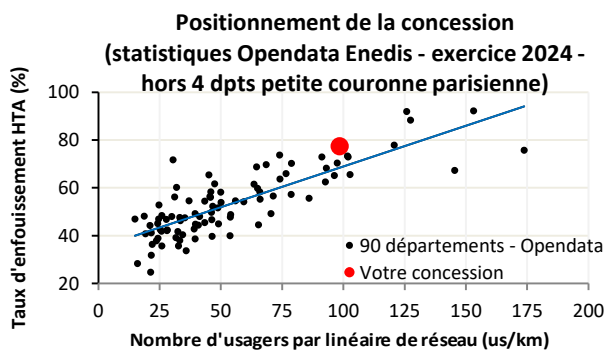
**Le poste HTA/HTA de Grand-Bourg (25 MVA) n'est pas considéré parmi les PS, il n'est pas compté parmi les 15 PS. Le 15e PS mis en service en 2022 Petit-Bourg est toujours manquant dans les fichiers de 2022 à 2024.*

Les ouvrages concédés

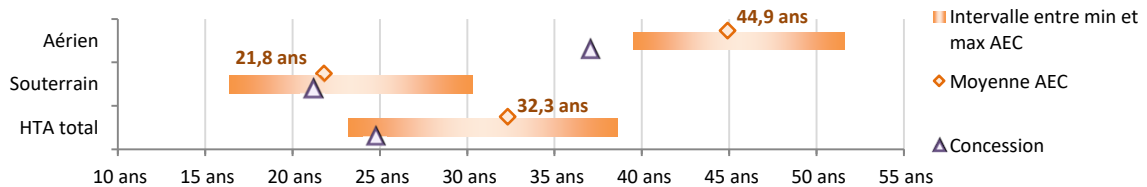
Le réseau HTA



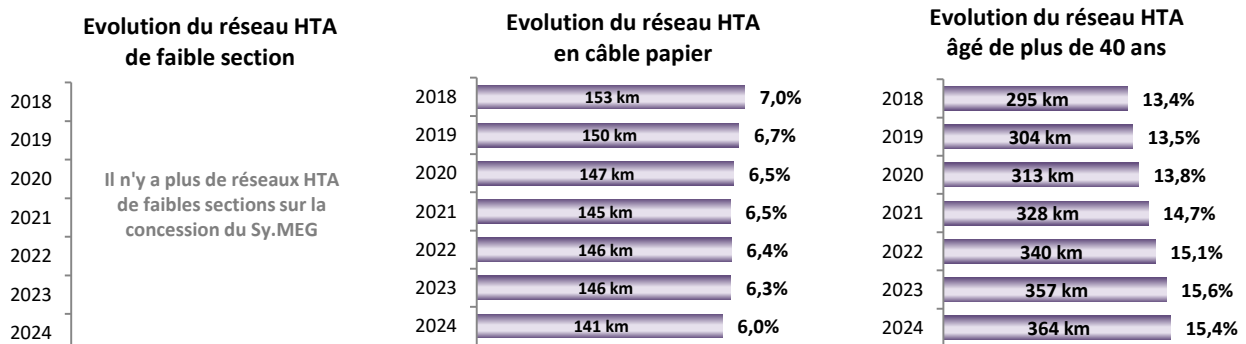
* Les longueurs totales des réseaux HTA peuvent présenter selon les années des évolutions anormales. En effet, selon les années EDF SEI ajoute ou pas dans les données de contrôle (et CRAC) les 47 km réseaux HTA sous-marins qui sont pourtant "hors concession". Ces réseaux en section 95² de 1995 ou 2006 sont présents sur 4 communes : Capesterre-Belle-Eau, Saint-Louis, Saint-François et La Désirade.



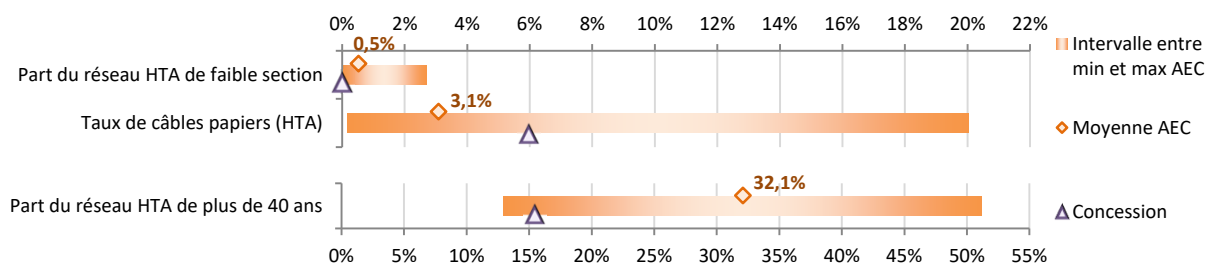
Comparaison des âges moyens HTA avec les statistiques AEC (ex 2024 - 41 AODE)



Points de vigilance du réseau HTA

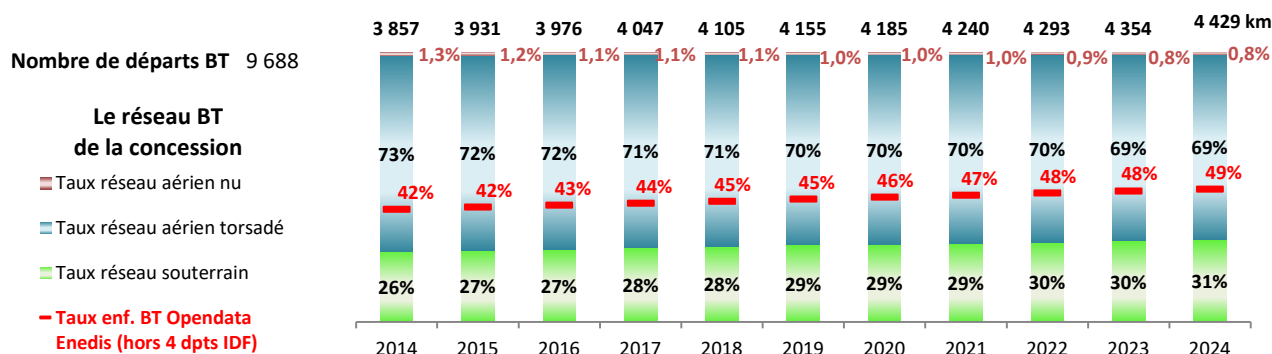


Comparaison des taux des points de vigilance HTA avec les statistiques AEC (ex 2024 - 41 AODE)

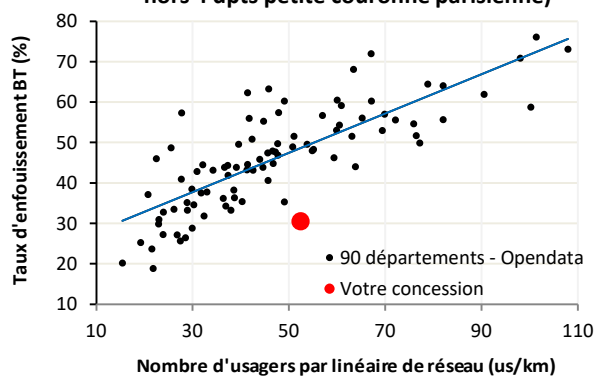


Les ouvrages concédés

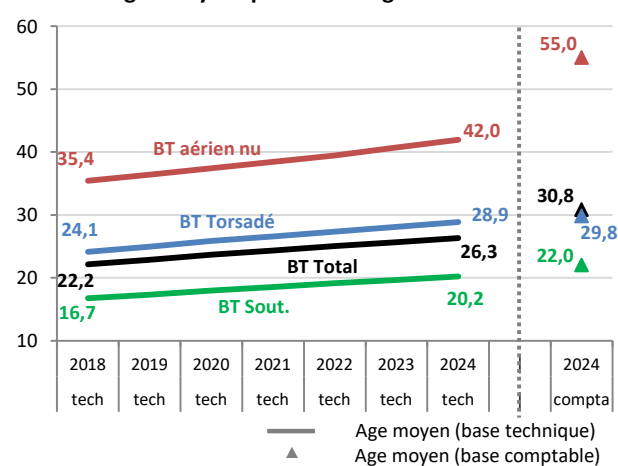
Le réseau BT



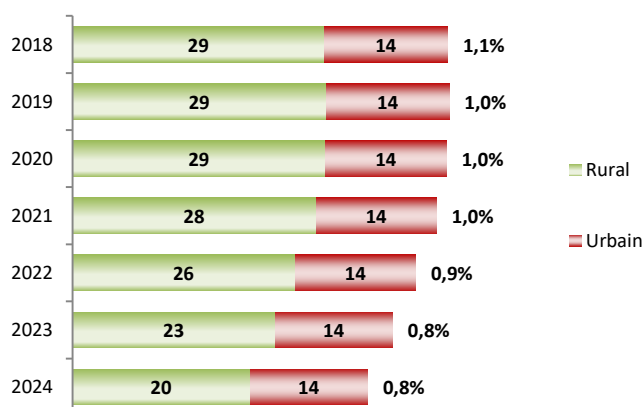
Positionnement de la concession
(statistiques Opendata Enedis - exercice 2024 - hors 4 dpts petite couronne parisienne)



Âges moyens par technologie de réseau BT



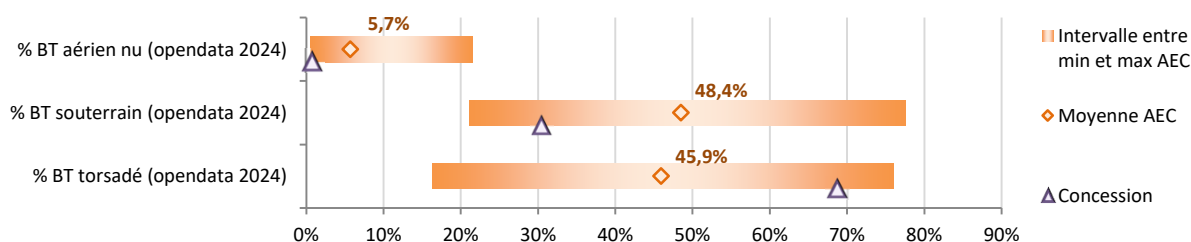
Répartition du réseau BT aérien nu (km)



Evolution du réseau BT aérien de faible section (km)

La concession du Sy.MEG n'est pas concernée par la présence de réseaux BT de faibles sections

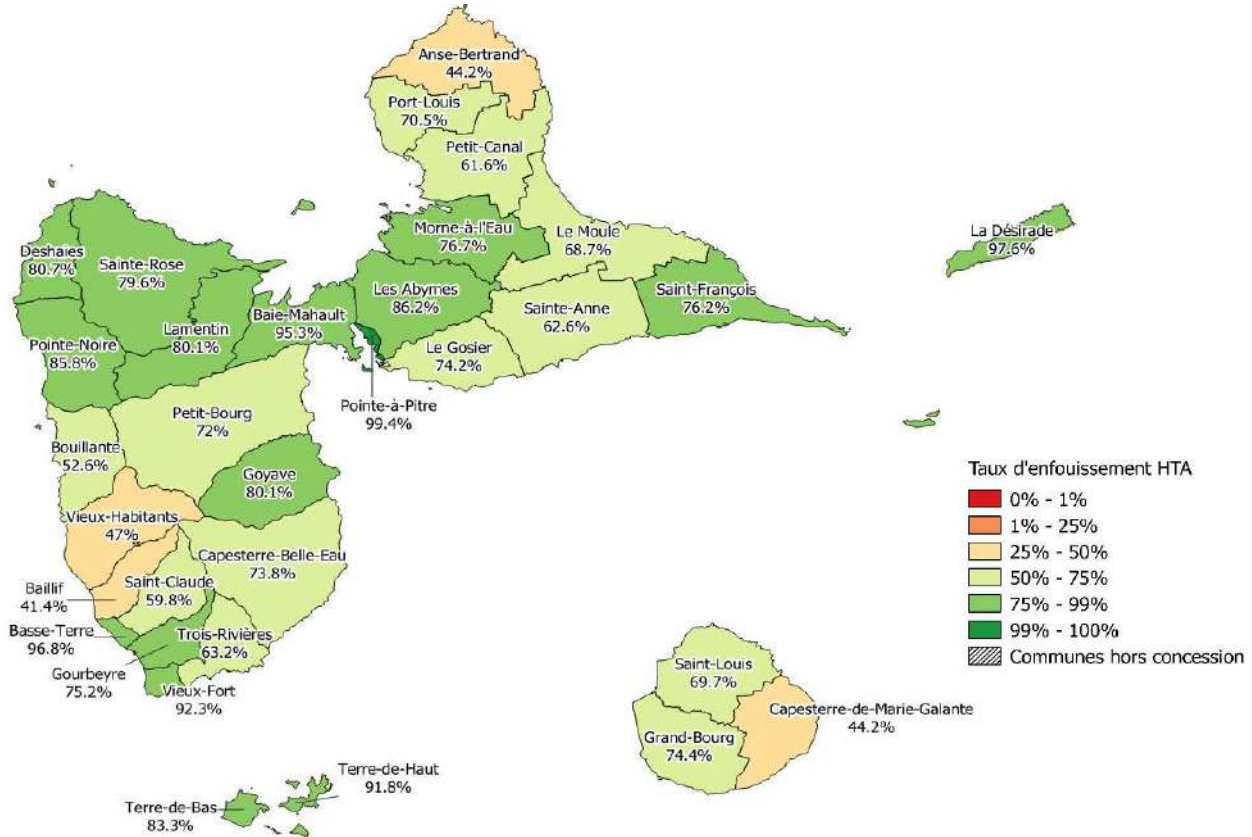
Comparaison des taux par technologie BT avec les statistiques Opendata (ex 2024)



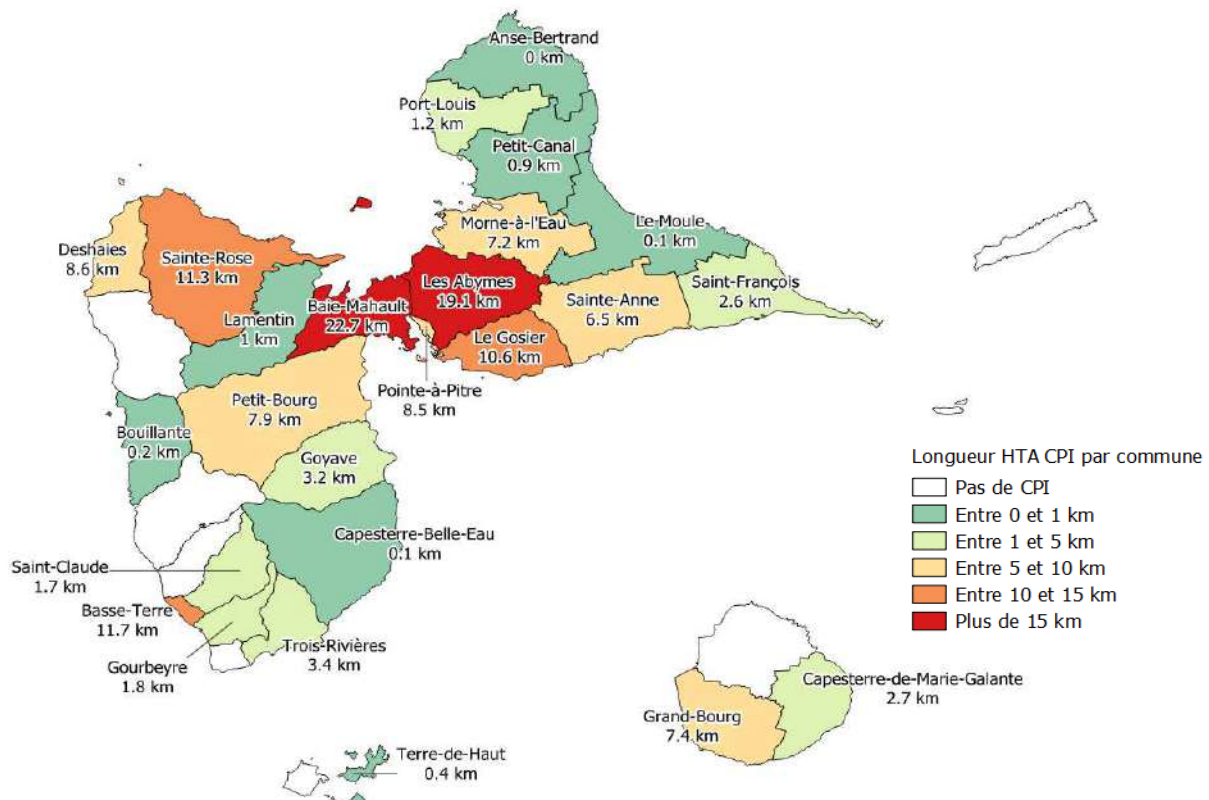
Les ouvrages concédés

Le réseau HTA

Taux d'enfouissement des réseaux HTA par commune (par rapport au linéaire total HTA)



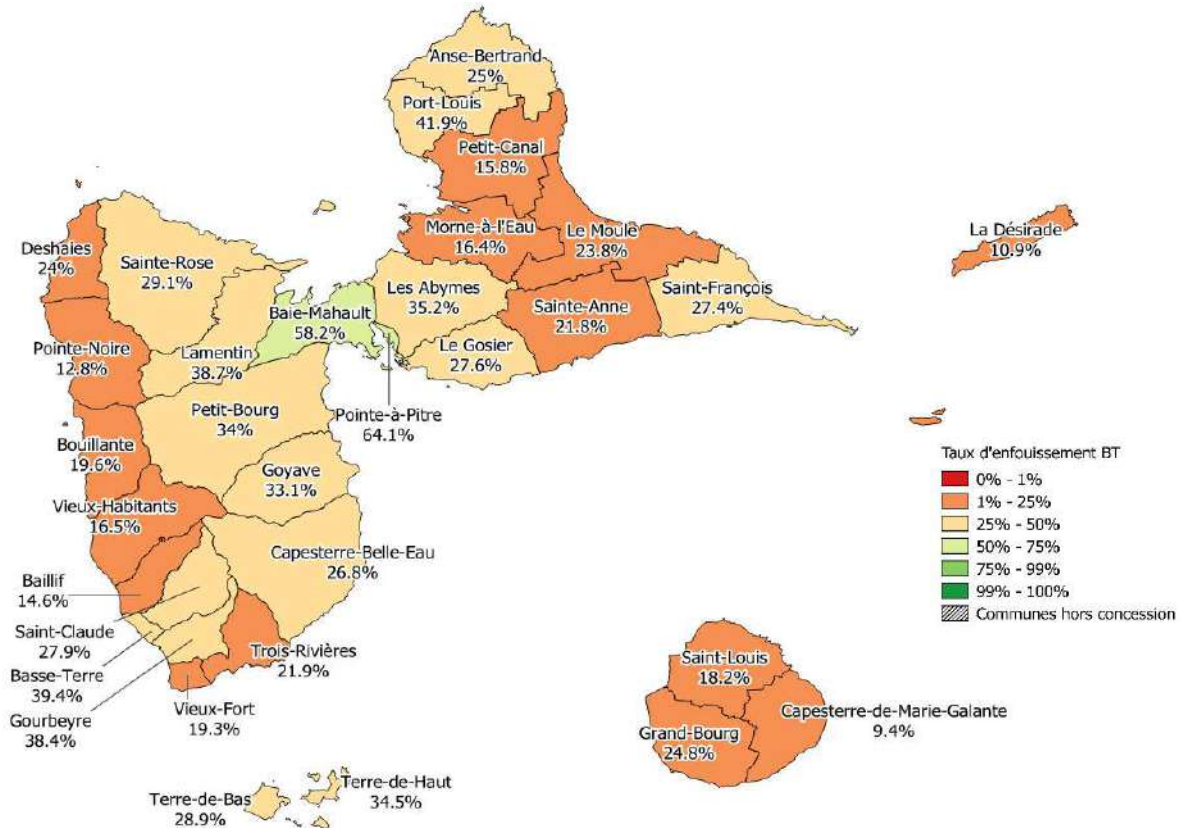
Longueurs des réseaux HTA CPI par commune



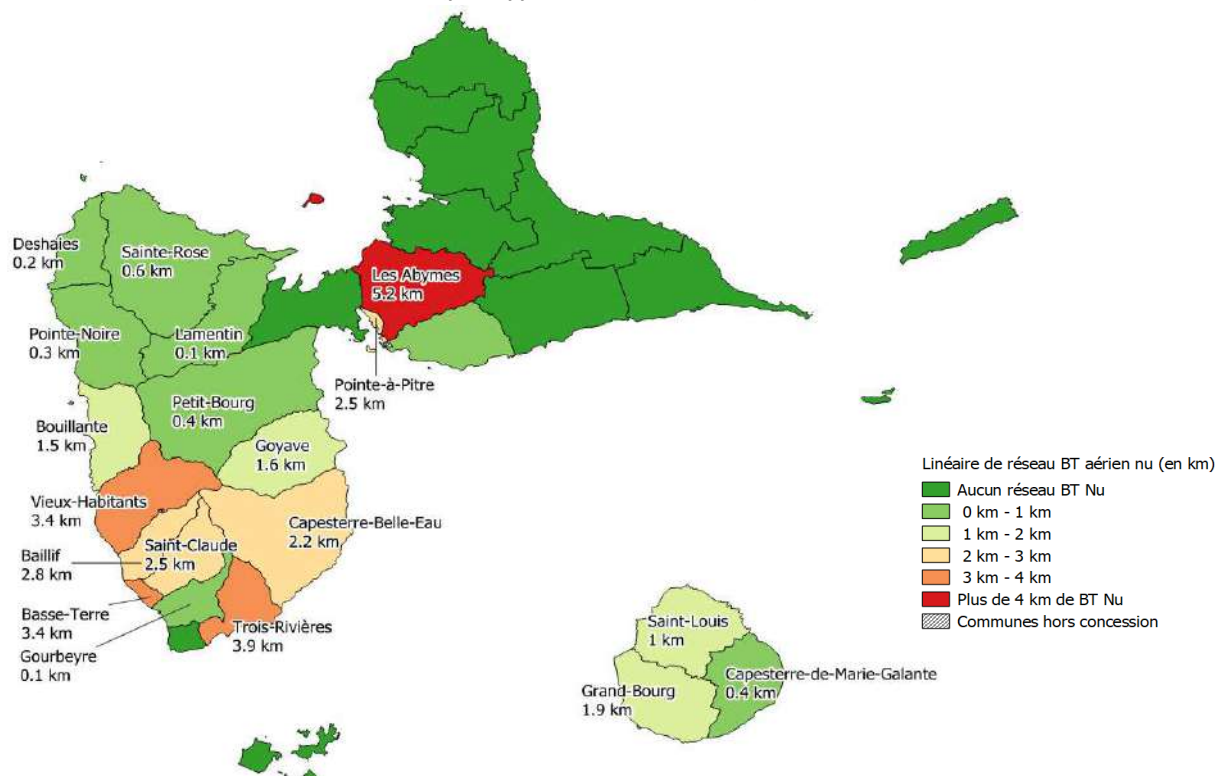
Les ouvrages concédés

Le réseau BT

**Taux d'enfouissement des réseaux BT par commune
(par rapport au linéaire total BT)**



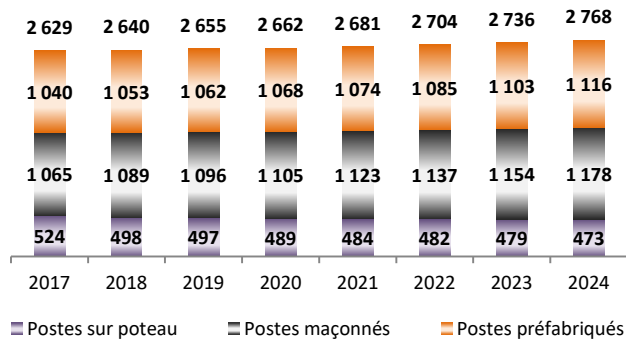
**Taux de réseaux BT aérien nu par commune
(par rapport au linéaire total BT)**



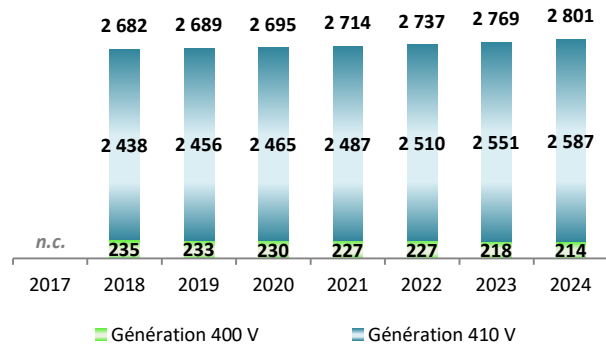
Les ouvrages concédés

Les postes et les transformateurs HTA/BT

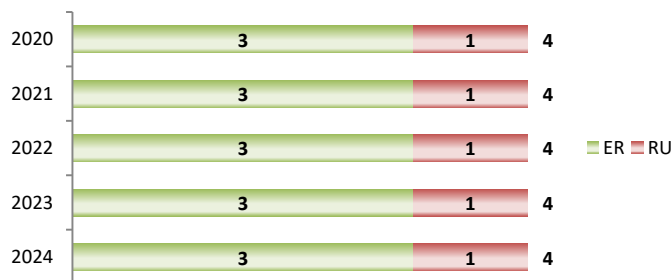
Evolution de la répartition des postes HTA/BT



Répartition des transformateurs par génération



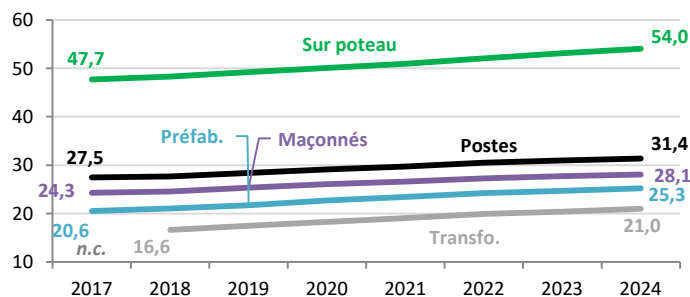
Evolution de la répartition des cabines hautes



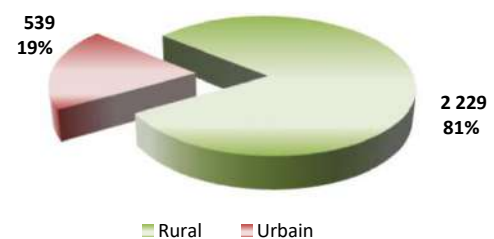
Les transformateurs de type "400 V" ont été fabriqués jusqu'en 1988, puis ils ont été remplacés par les transformateurs de type "410 V" qui autorisent désormais un réglage maximal de +5% de la tension, contre +2,5% pour la génération précédente.

Les cabines hautes sont des postes HTA/BT en forme de tour. Elles sont en cours de remplacement.

Âges moyens par technologie de postes et de transformateurs

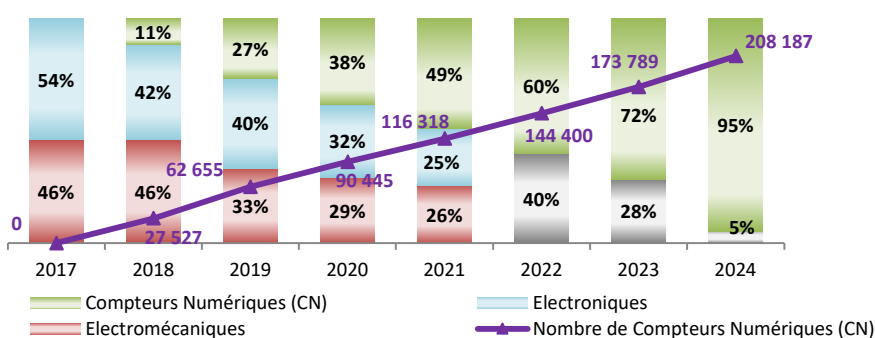


Répartition des postes selon les régimes urbain et rural sur le dernier exercice

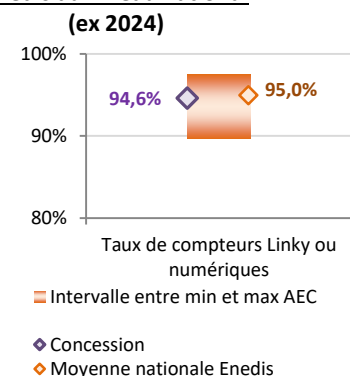


Les appareils de comptage

Evolution de la typologie des appareils de comptage de la concession, pour les usagers aux Tarifs Bleus



Comparaison de la part de compteurs numériques ou Linky avec les statistiques Enedis au niveau national



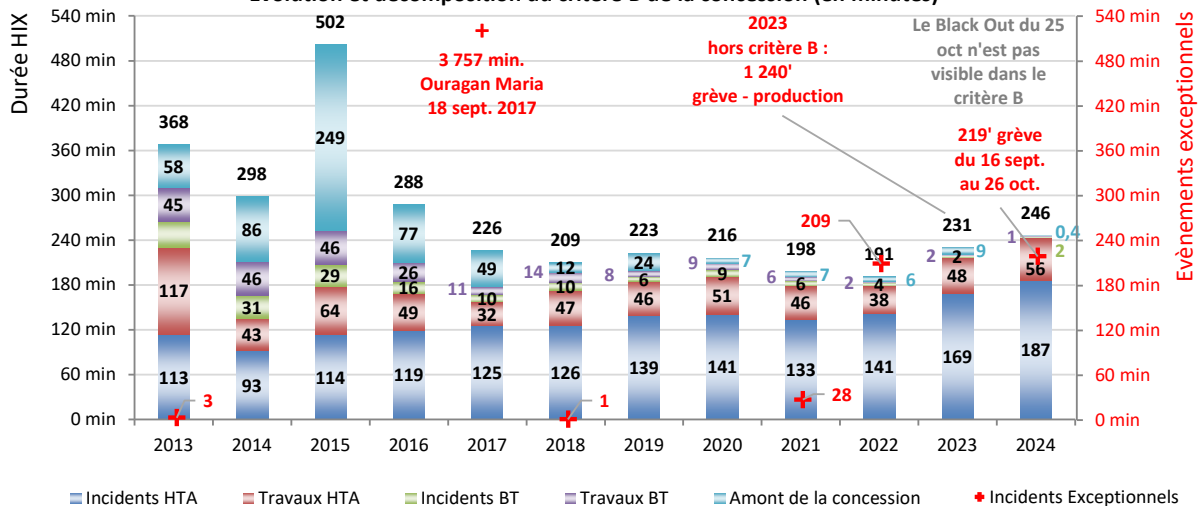
Continuité d'alimentation de la concession

La durée moyenne de coupure

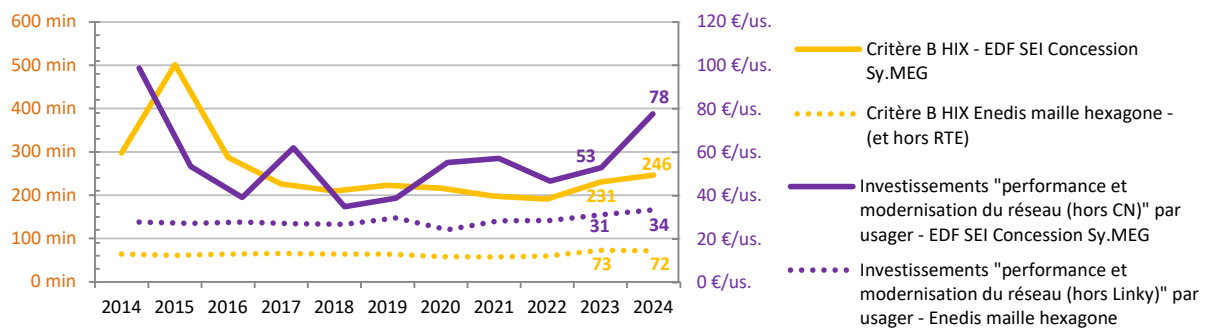
La CRE définit pour le calcul du critère B d'EDF SEI, depuis le 1^{er} janvier 2020, les événements exceptionnels de la manière suivante : « les événements climatiques de type cyclonique, tempête tropicale, aléa climatique, etc. pourront être classés en incidents exceptionnels si les deux critères suivants sont simultanément vérifiés : alerte météo formalisée par la Préfecture (mise en alerte orange ou rouge) et plus de 25 % du nombre total de clients du département impactés.

Le critère B TCC (toutes causes confondues) prend en compte ces aléas, a contrario du critère B HIX (hors événements exceptionnels). Le temps moyen de coupure par usager, ou critère B, se décompose selon les deux causes d'interruption (incidents et travaux) et les trois réseaux concernés (HTA, BT et amont).

Evolution et décomposition du critère B de la concession (en minutes)



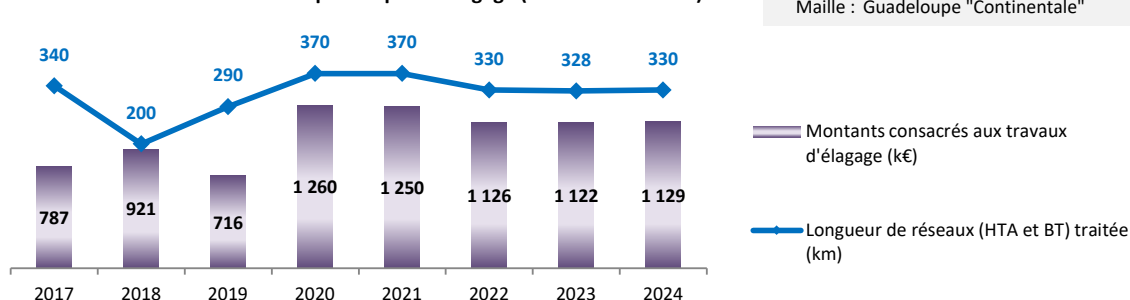
Croisement du critère B HIX et des investissements "performance et modernisation du réseau" d'EDF SEI sur la concession de l'AODE, avec les investissements d'Enedis en hexagone



Selon le CRAC, à la maille nationale, Enedis a investi en 2024 pour la performance et la modernisation du réseau environ 1 300 M€ (vs 1 200 M€ en 2023 et 1 089 M€ en 2022). Et selon l'URD EDF 2024, Enedis compte 38,8 millions d'usagers.

Elagage

Evolution des travaux et des dépenses pour l'élagage (réseaux HTA et BT)



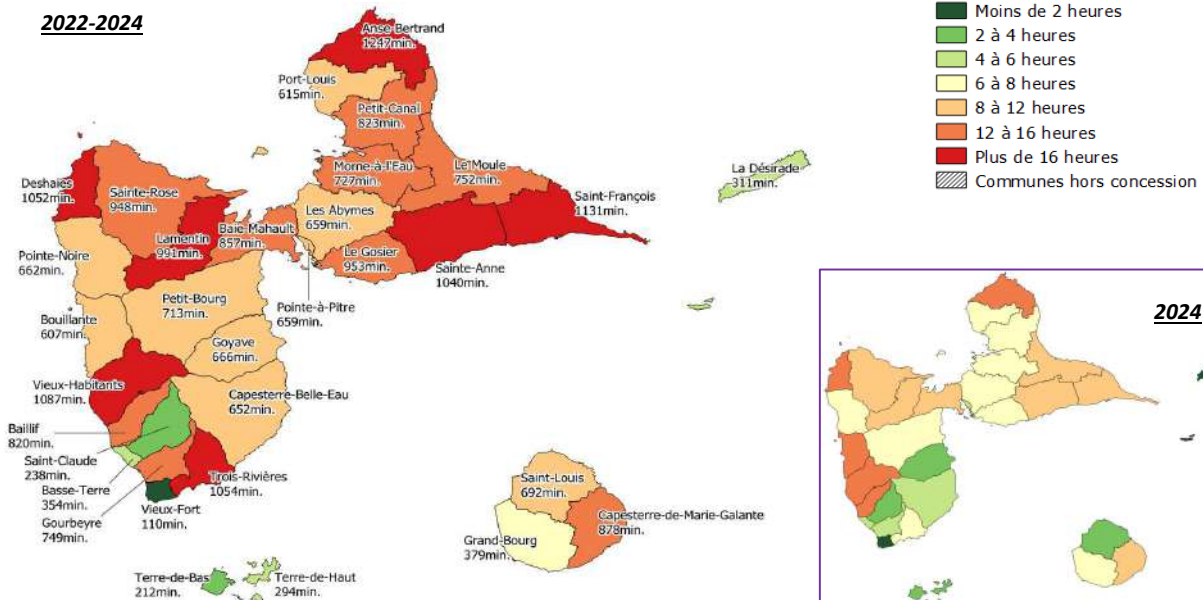
Continuité d'alimentation de la concession

La durée moyenne de coupure

Critère B TCC par commune - Moyenne exercices 2022 à 2024

(comprenant : travaux et incidents, HTA et BT, Postes Sources et Transport, et les coupures qualifiées en "exceptionnelles")

2022-2024

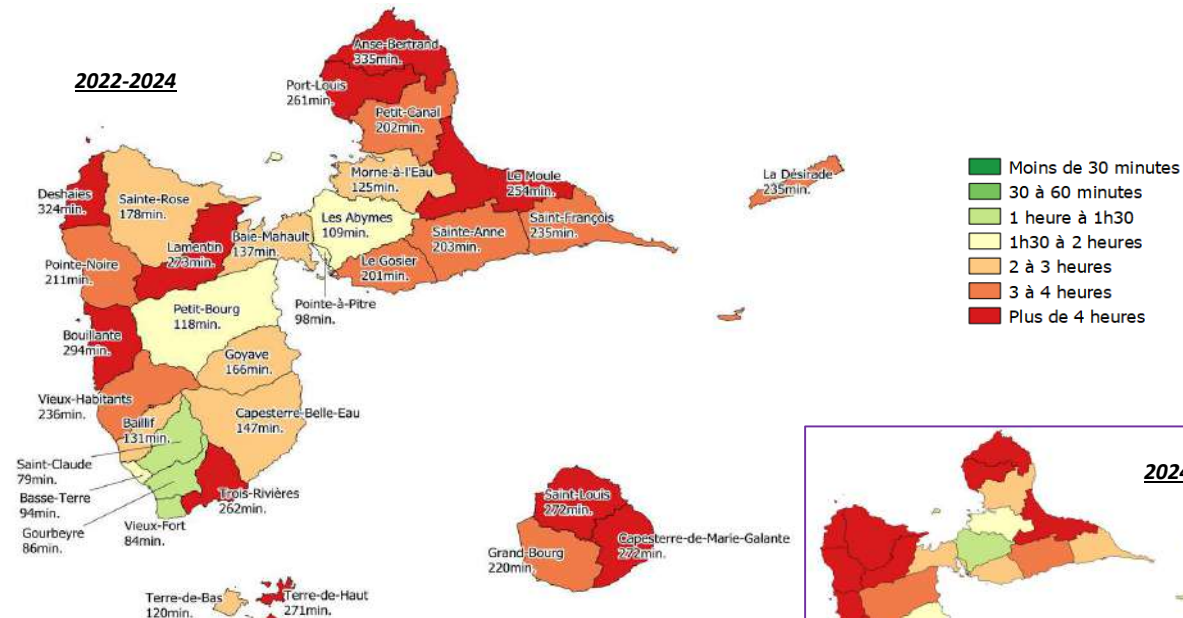


2024

Critère B sur incidents HIX par commune - Moyenne exercices 2022 à 2024

(comprenant : incidents HTA, incidents BT et incidents Postes Sources)

2022-2024



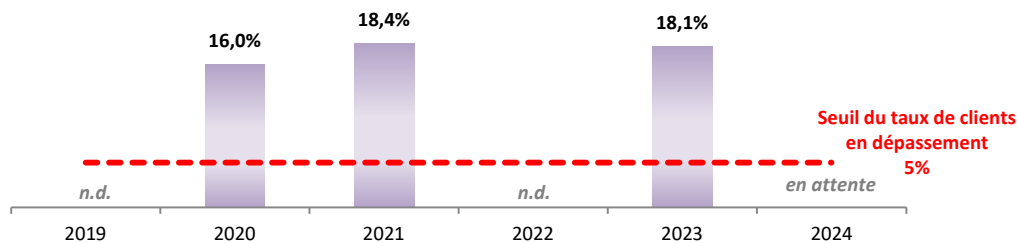
2024

Les cartes ci-dessus permettent de visualiser les grandes zones qui ont connu des temps de coupure moyens par usager supérieurs au reste du territoire. Les résultats sur une seule année d'une commune ne peuvent être utilisés en absolu pour évaluer la continuité de fourniture. Seules des analyses de moyennes sur plusieurs années le permettent

Continuité d'alimentation de la concession

Seuils du décret qualité

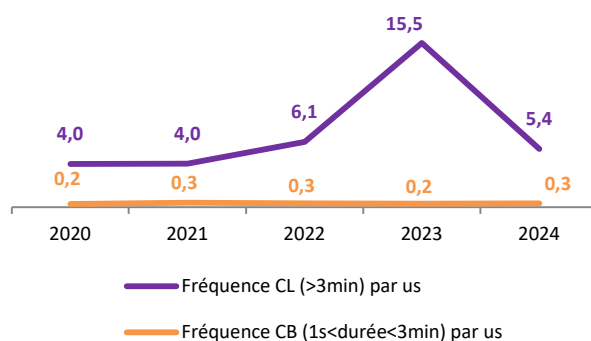
Taux d'usagers (BT et HTA) de la concession au delà des seuils sur la continuité de fourniture
(6 coupures longues, 35 coupures brèves et 13 heures de coupures cumulées)



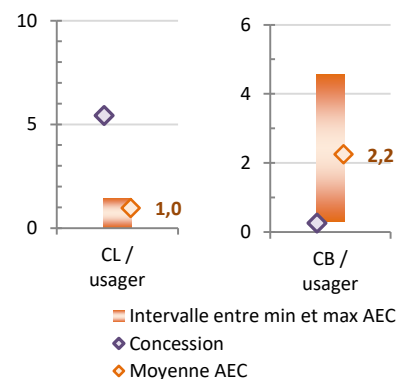
Le décret "Qualité" du 24 décembre 2007 et son arrêté, modifiés en 2010, établissent des seuils en termes de continuité et de qualité de tension. Pour la continuité, les seuils sont 6 coupures longues, 35 coupures brèves et 13 heures de coupures cumulées sur l'année.

Les fréquences de coupure (HIX)

Fréquence de coupures longues, brèves et très brèves HTA par usager

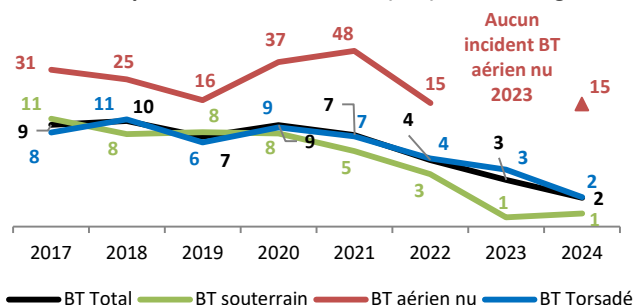


Comparaison des fréquences de coupure avec les statistiques AEC (ex 2024 - 41 AODE)

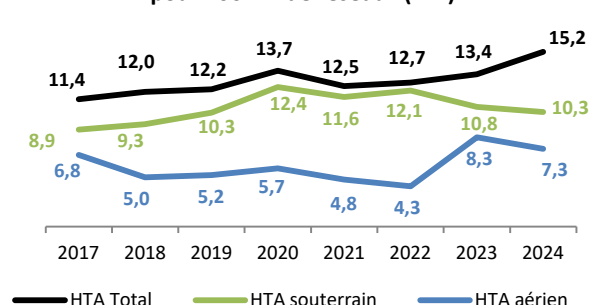


Les taux d'incidents pour 100 km de réseau (HIX)

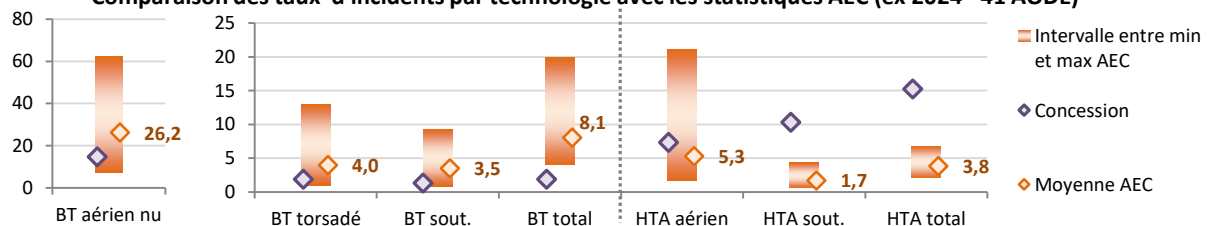
Evolution du nombre d'incidents BT pour 100 km de réseaux (HIX) - échelle log.



Evolution du nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseaux (HIX)



Comparaison des taux d'incidents par technologie avec les statistiques AEC (ex 2024 - 41 AODE)



Qualité de l'électricité distribuée

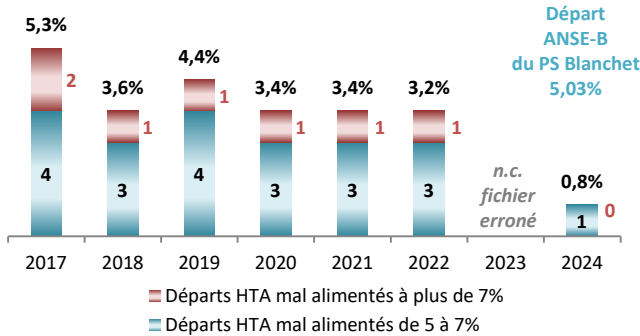
Les contraintes de tension sur les réseaux HTA et BT

Afin de répartir la maîtrise d'ouvrage du renforcement entre les réseaux HTA et BT, le seuil de dimensionnement du réseau HTA a été déterminé à 5% de chute de tension (CT) dans le nouveau plan de tension.

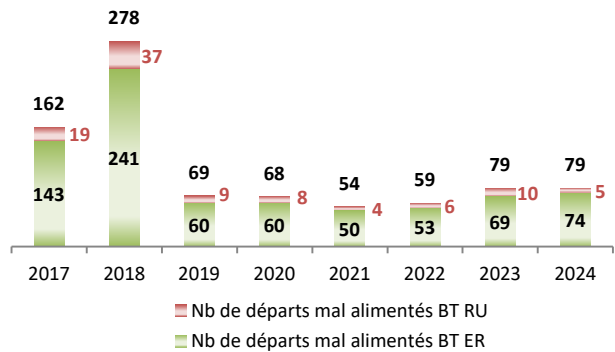
Un départ BT est en contrainte de tension lorsque le niveau de tension sort de la fourchette [-10%, +10%] de la tension nominale de 230 V, c'est-à-dire entre 207 V et 253 V.

En 2018, les quantités des DMA et CMA ont évolué suite aux modifications de paramètres dans les outils de calcul. Il s'agit notamment, et selon Enedis, de l'amélioration de la précision des profils des charges grâce aux compteurs numériques (CN) et aussi de la prise en compte dans le calcul de l'interdiction de prise de transformation à +5% en cas de présence de producteur en aval du poste HTA/BT.

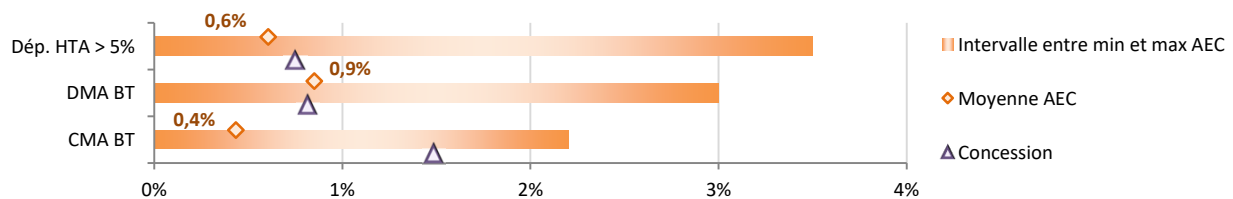
Evolution du nombre et du taux de départs HTA avec une CT supérieure à 5%



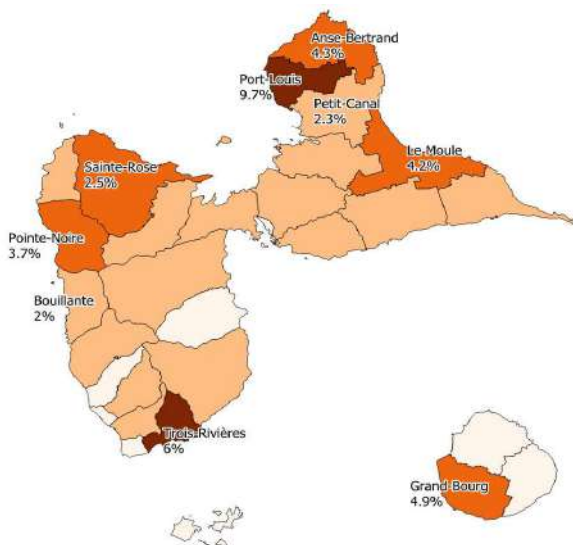
Evolution du nombre de départs BT mal alimentés par zone



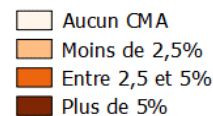
Comparaison avec les statistiques AEC (ex 2024 - 93 AODE)



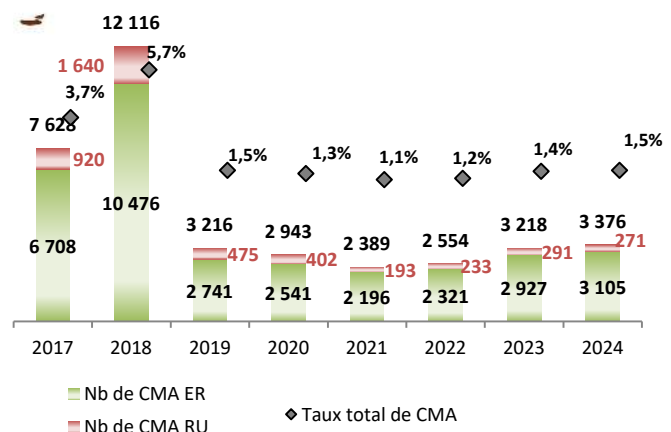
Taux de clients mal alimentés sur la concession en 2024



Taux de Clients Mal Alimentés (CMA)



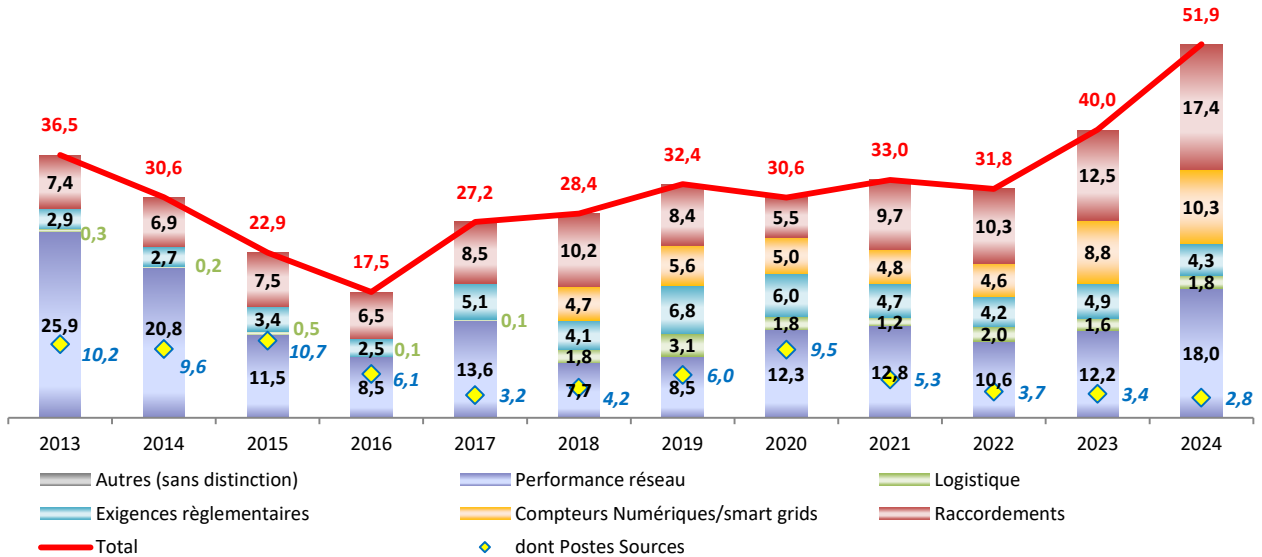
Evolution du nombre et du taux de CMA selon les zones



Les investissements du concessionnaire

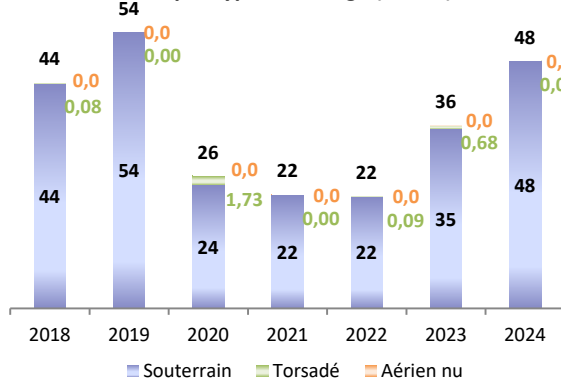
Montants des investissements du concessionnaire

Montants des investissements du concessionnaire (en M€)

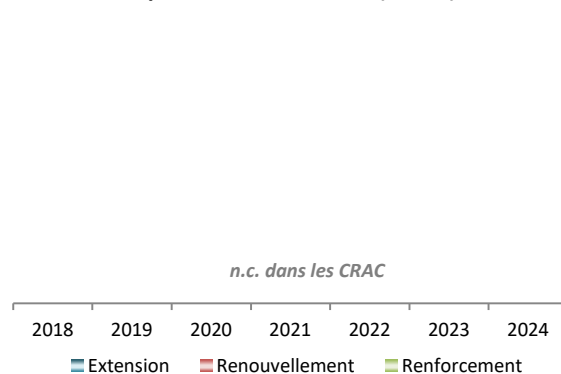


Réseaux HTA mis en service sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire

Longueurs HTA mises en service par type d'ouvrage (en km)

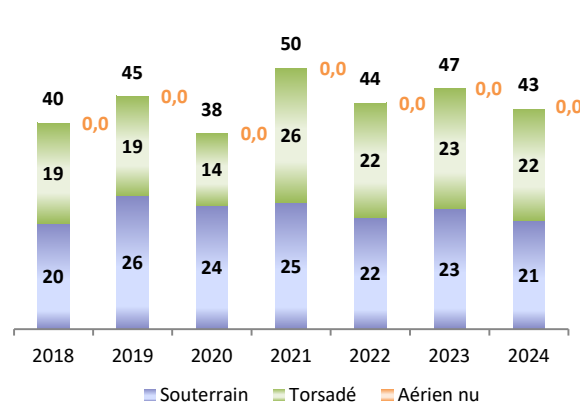


Longueurs HTA mises en service par nature de travaux (en km)

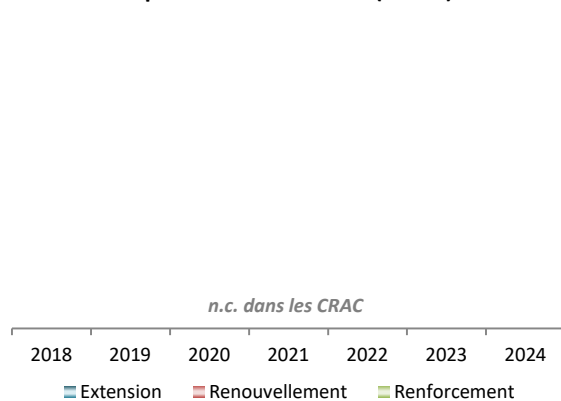


Réseaux BT mis en service sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire

Longueurs BT mises en service par type d'ouvrage (en km)



Longueurs BT mises en service par nature de travaux (en km)



Les éléments patrimoniaux

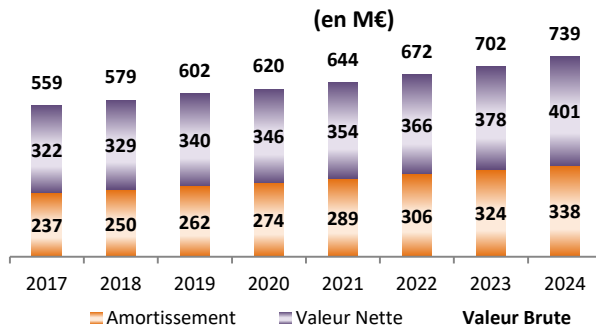
La valorisation du patrimoine concédé

VB : Valeur brute ;

AMORT : Amortissement. Il est linéaire et sa durée varie en fonction de la nature des ouvrages ;

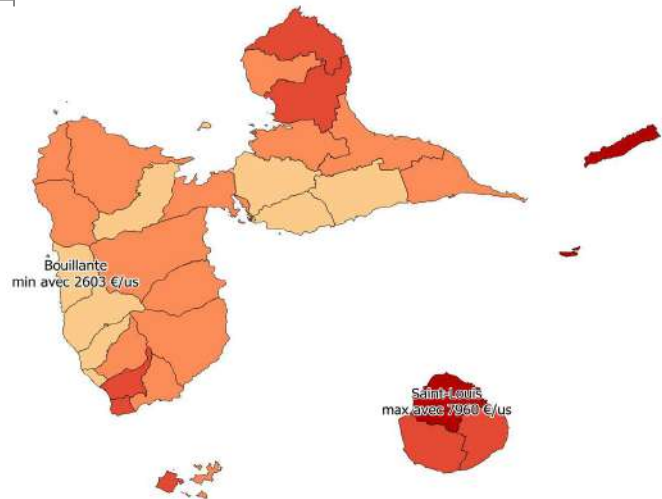
VNC : Valeur Nette Comptable des immobilisations en concession correspondant à la valeur brute diminuée des amortissements.

Evolution des immobilisations en concession

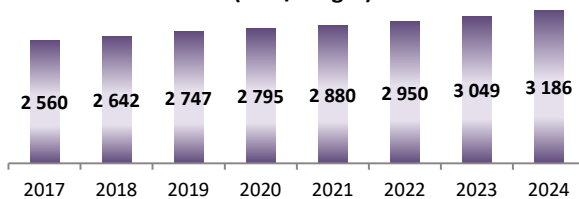


Valeur brute par usager sur la concession

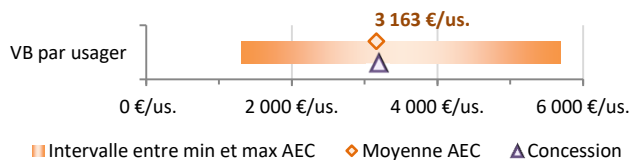
Valeur brute par usager



Evolution de la valeur brute par usager (en €/usager)

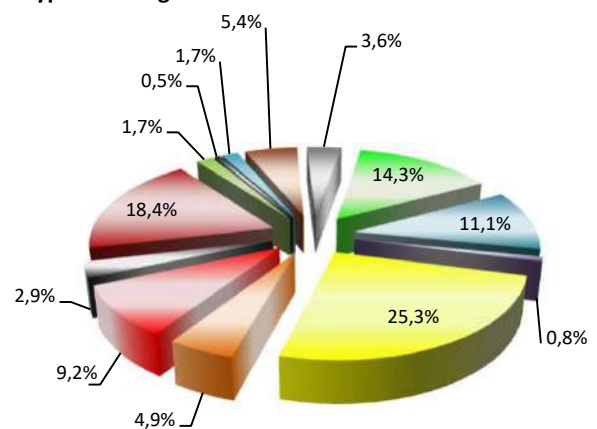


Comparaison du ratio de VB/us. avec les statistiques AEC (ex 2024 - 93 AODE)



Répartition de la valeur brute par type d'ouvrage

	VB 2024	Evol. 23/24
Réseau BT Souterrain	105 919 k€	6%
Réseau BT Torsadé	81 826 k€	5%
Réseau BT Aérien Nu	5 975 k€	0%
Réseau HTA Souterrain	186 892 k€	6%
Réseau HTA Aérien	36 425 k€	2%
Postes HTA/BT	68 272 k€	5%
Transformateurs	21 173 k€	16%
Ouvrages de branchement non localisés	136 075 k€	4%
Ouvrages collectifs de branchement	12 903 k€	3%
Concentrateurs	4 055 k€	9%
Comptage non localisés	12 587 k€	-3%
Compteurs Numériques	40 190 k€	36%
Autres biens localisés et non localisés	26 599 k€	-22%



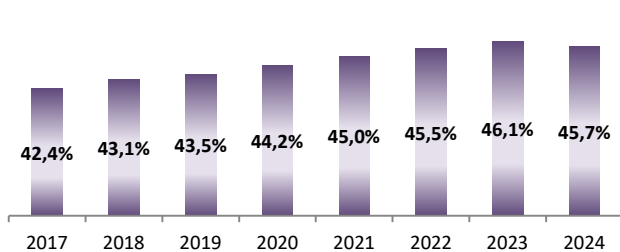
Les concentrateurs ont été ajoutés dans le CRAC mais ils sont confondus avec les valeurs des Postes HTA/BT.

Les Ouvrages Collectifs de Branchement (OCB), y compris les Dérivations Individuelles (DI) ont été localisés comptablement en 2022.

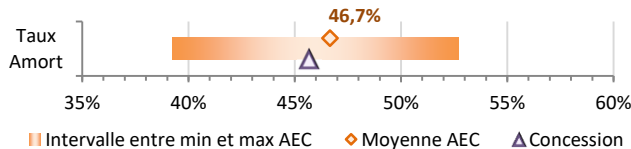
Les éléments patrimoniaux

Le taux d'amortissement des ouvrages

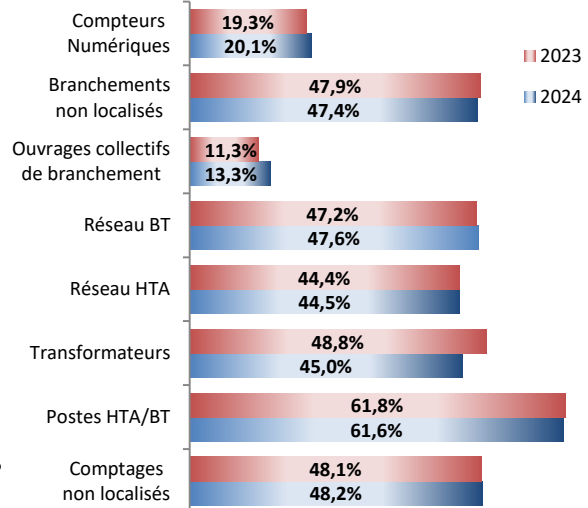
Evolution du taux d'amortissement des ouvrages



Comparaison du taux d'amortissement avec les statistiques AEC (ex 2024 - 93 AODE)



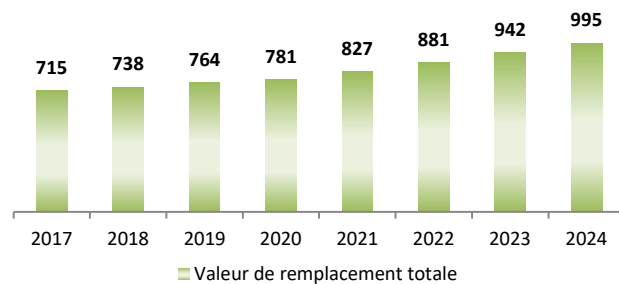
Taux d'amortissement par type d'ouvrage



La valeur de remplacement

La valeur de remplacement représente la valeur théorique de renouvellement. Elle est calculée à partir de la valeur brute historique des ouvrages concédés et elle est réévaluée annuellement pour refléter l'évolution des coûts à partir d'un panier d'indices (coûts des travaux publics, de main d'œuvre et d'ingénierie). A partir de la valeur de remplacement, le concessionnaire calcule annuellement la dotation aux provisions pour renouvellement.

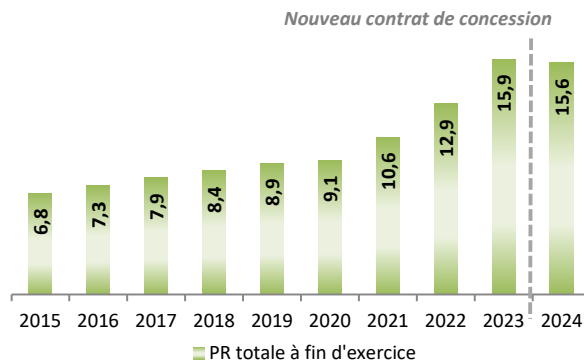
Evolution de la valeur de remplacement (en M€)



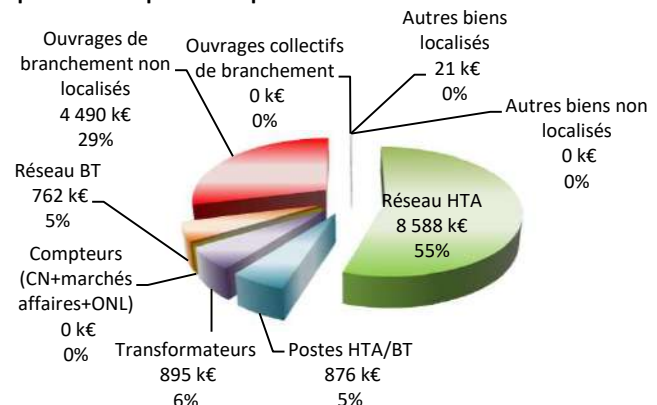
Les provisions pour renouvellement

Les provisions pour renouvellement sont constituées par le concessionnaire pour les ouvrages renouvelables avant la fin de la concession. Elles doivent couvrir la différence entre la valeur d'origine du bien et son coût futur de remplacement à l'identique. Elles ne peuvent être utilisées que pour renouveler l'ouvrage pour lequel elles ont été constituées.

Evolution des provisions pour renouvellement constituées (en M€)



Répartition des provisions pour renouvellement constituées

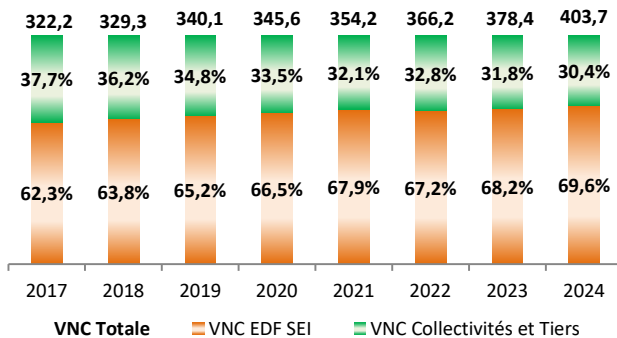


Contrairement aux concessions de la métropole, la Guadeloupe n'a pas été concernée par les prolongements de durée de vie comptable des réseaux BT Torsadés et des transformateurs, et donc il n'y a pas eu de reprises de PR. Elle n'a pas non plus été concernée par la modification du calcul des dotations annuelles des PR.

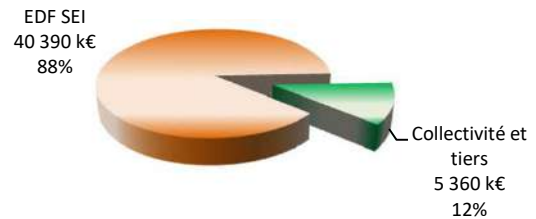
Les éléments patrimoniaux

La répartition de l'origine de financement des immobilisations

Evolution de l'origine de financement de la Valeur Nette Comptable des mises en service (en M€)



Origine de financement des ouvrages mis en concession sur le dernier exercice



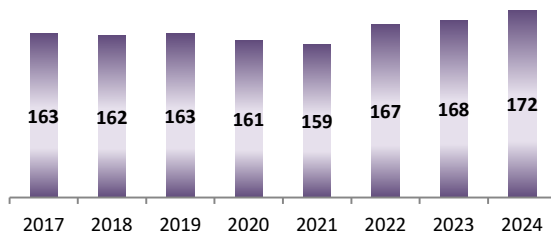
Statistiques AEC (ex 2024 - 76 AODE)

	Financement Enedis (metropole)	Financement Collectivité
Minimum	46%	15%
Moyenne	67%	33%
Maximum	85%	54%

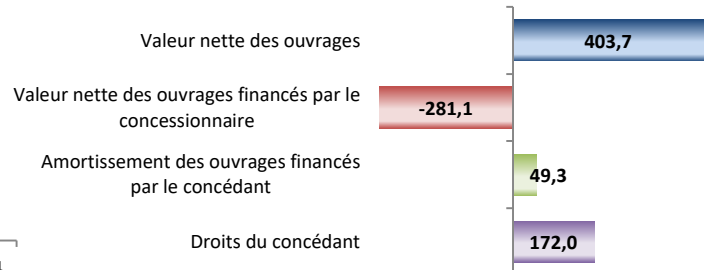
Les droits du concédant

Les droits du concédant représentent la valeur des biens mis gratuitement dans la concession par le concédant.

Evolution des droits du concédant (en M€)

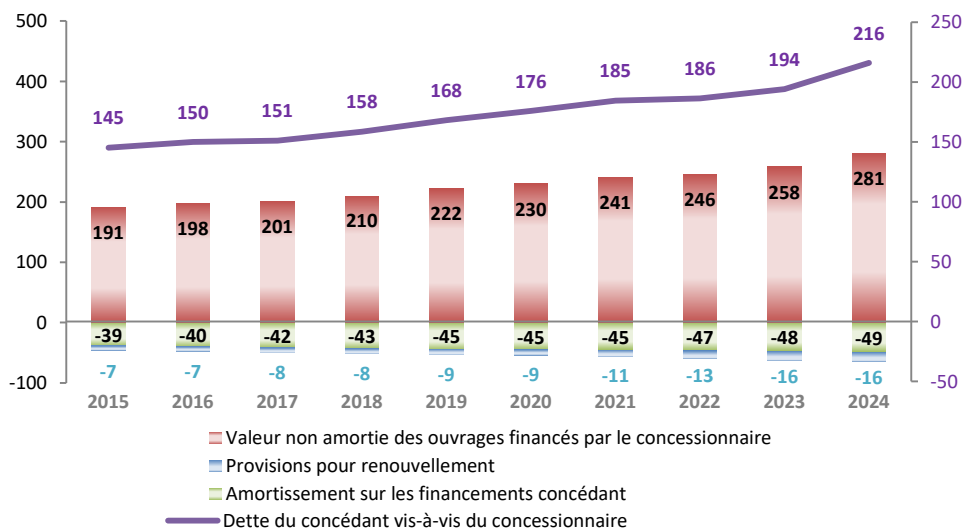


Décomposition des droits du concédant sur le dernier exercice (en M€)



Les dettes et créances réciproques

Evolution des dettes et créances réciproques (en M€)

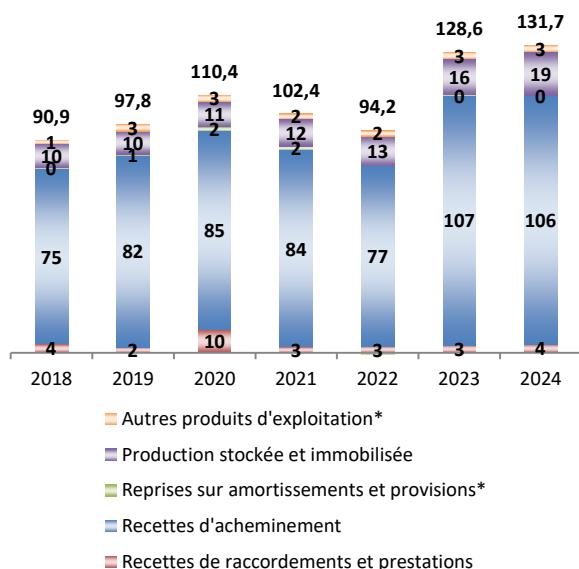
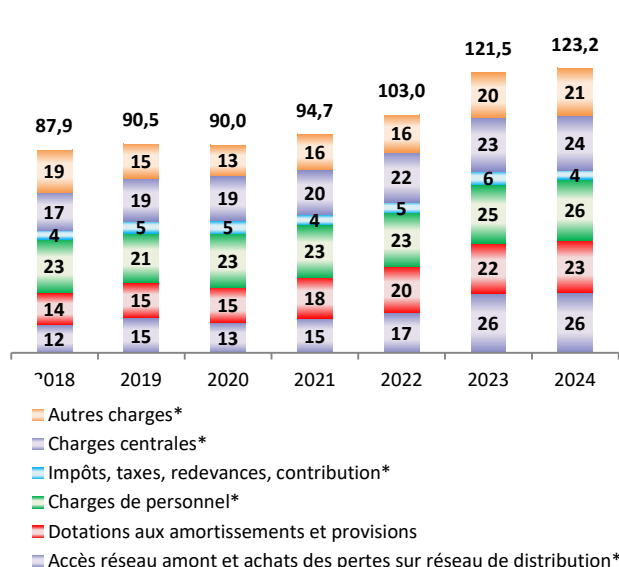


Un solde des dettes et créances réciproques positif traduit une position de dette de la Collectivité envers le concessionnaire.

Un solde des dettes et créances réciproques négalif traduit une position de dette du concessionnaire envers la Collectivité.

Le compte d'exploitation

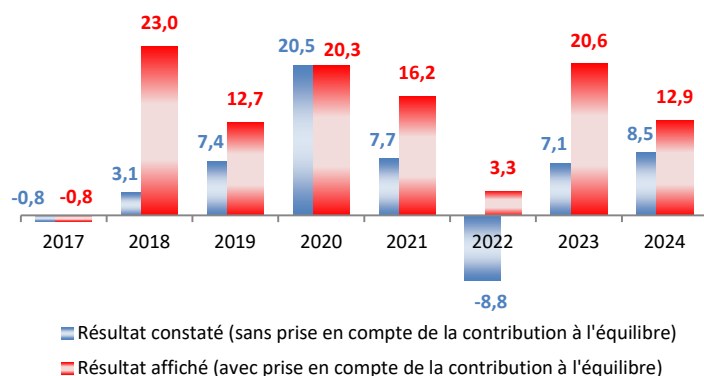
Montants des produits et charges d'exploitation du concessionnaire

Evolution des produits d'exploitation (M€)Evolution des charges d'exploitation (M€)

*Ces données sont issues d'une clé de répartition appliquée à des montants collectés à un périmètre supraconcessif.

Résultats d'exploitation "constaté" et "affiché" de la concession

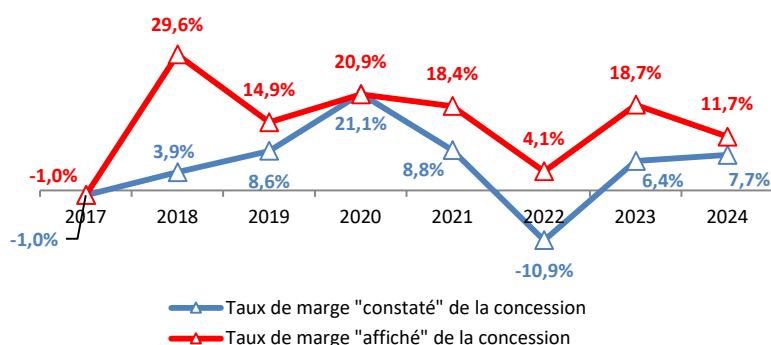
Evolution des résultats "constaté" et "affiché" de la concession (M€)



Le résultat « affiché » est un résultat théorique qui correspond à une quote-part du résultat d'EDF SEI calculée au prorata du chiffre d'affaires de la concession. Le résultat « constaté » est calculé par différence entre les produits et les charges d'exploitation de la concession.

Evolution des taux de marge d'exploitation "constaté" et "affiché" de la concession

Evolution des taux de marge "constaté" et "affiché" de la concession



Le taux de marge 'affiché' est identique quelle que soit la concession considérée. Ce taux de marge 'affiché' est également identique à celui de la société EDF SEI. Le taux de marge 'constaté' donne une indication sur la rentabilité de la concession (rapport entre le résultat 'constaté' et le chiffre d'affaires de la concession).

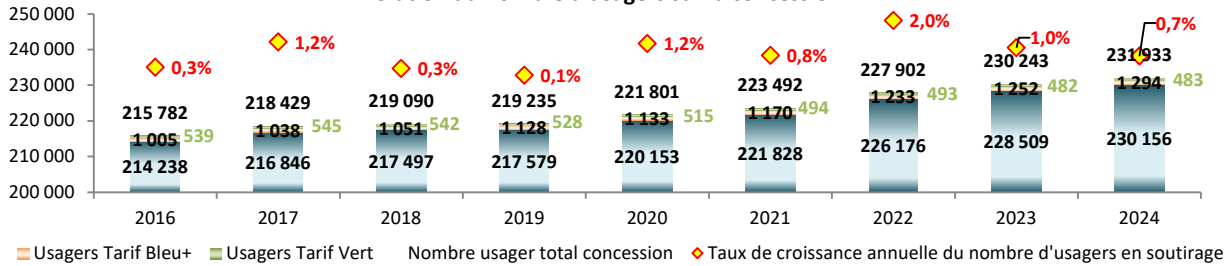
Les usagers de la concession

Les usagers sont répartis selon les niveaux de puissance et segments mentionnés dans le tableau ci-contre.

Segment	Bleu	Bleu+	Vert	
Tension	BT		HTA	
Niveau de puissance	≤ 36 kVA	> 36 kVA	< 250 kW	> 250 kW

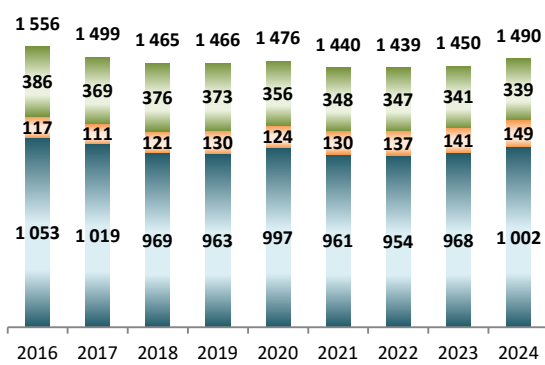
La répartition des usagers

Evolution du nombre d'usagers sur la concession

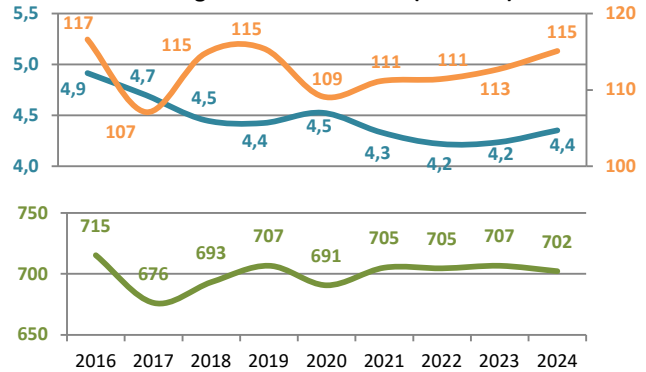


La répartition des consommations des usagers

Evolution des consommations des usagers de la concession (en GWh)

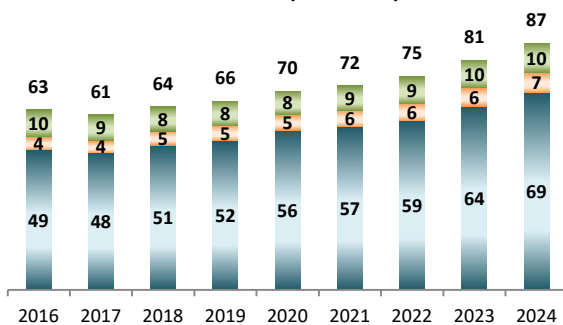


Evolution de la consommation moyenne des usagers de la concession (en MWh)

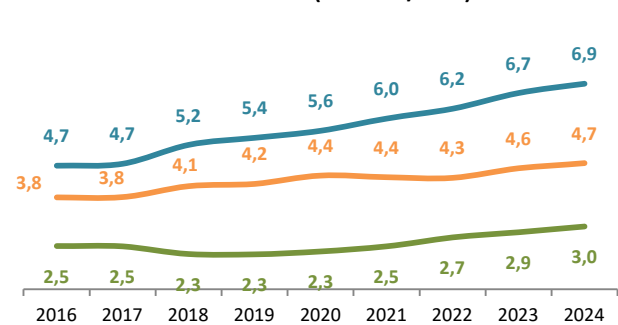


La répartition des recettes d'acheminement des usagers

Evolution des recettes d'acheminement sur la concession (en M€ HT)

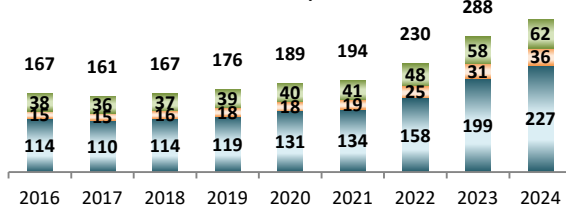


Evolution du prix moyen d'acheminement du kWh sur la concession (en c€ HT/kWh)

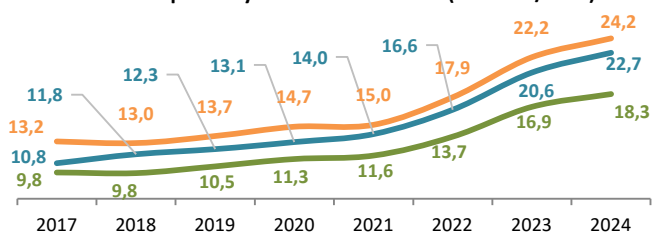


La répartition des recettes de fourniture (comprenant une part acheminement)

Evolution des recettes de fourniture sur la concession (en M€ HT)



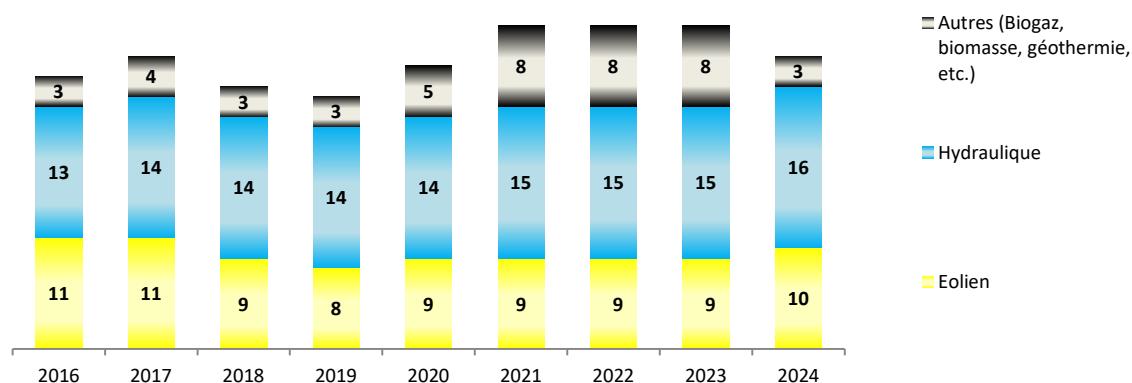
Evolution du prix moyen sur la concession (en c€ HT/kWh)



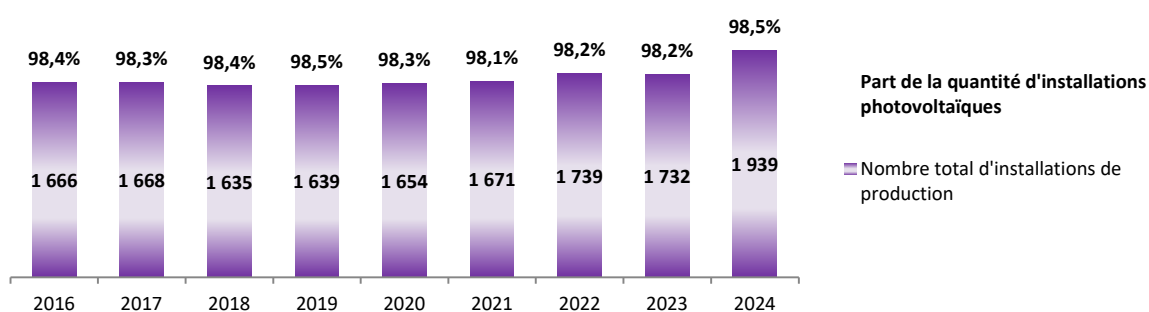
Les usagers de la concession

La répartition des producteurs

Evolution de la répartition du nombre d'installations de production par type d'énergie
(hors installations photovoltaïques)

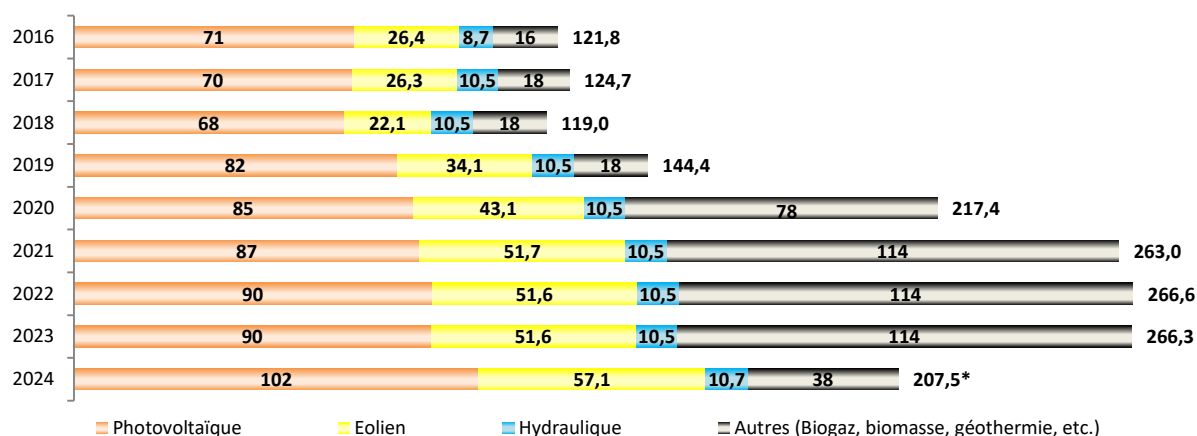


Evolution du nombre total d'installations de production et
évolution de la part des installations photovoltaïques



La répartition des puissances de production

Evolution des puissances totales des installations de productions
(en MVA)

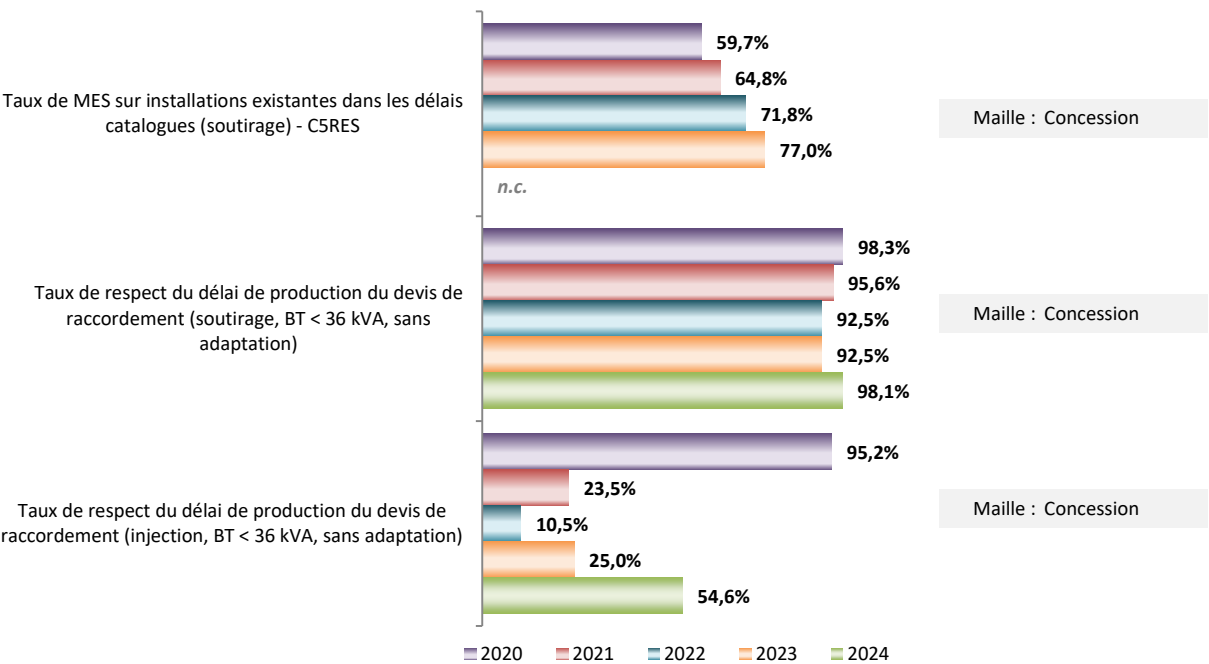


*La valeur 2024 pose question sur sa fiabilité. Les concessionnaires a été interrogé sur ce point, la réponse est toujours en attente à ce jour.

Dans les CRAC annuels de la concession, EDF SEI présente également les 5 installations thermiques d'une puissance globale de 368 MVA, mais ces dernières sont connectées au réseau de transport et non au réseau de distribution. Elles ne sont donc pas dans le périmètre concessif.

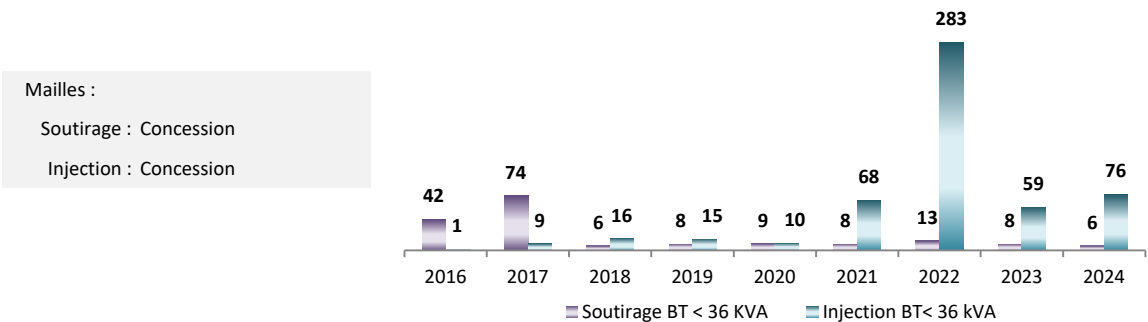
Les raccordements en soutirage et en injection

Indicateurs - Raccordements

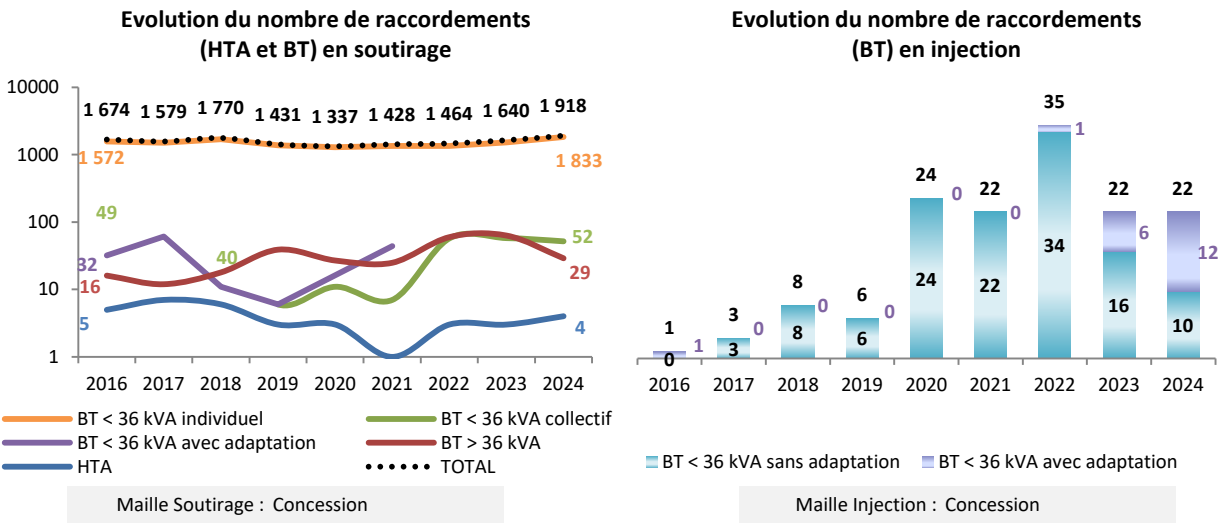


Délai moyen de production de devis pour raccordements

Evolution du délai moyen de production d'un devis de raccordement sans adaptation (en jours)



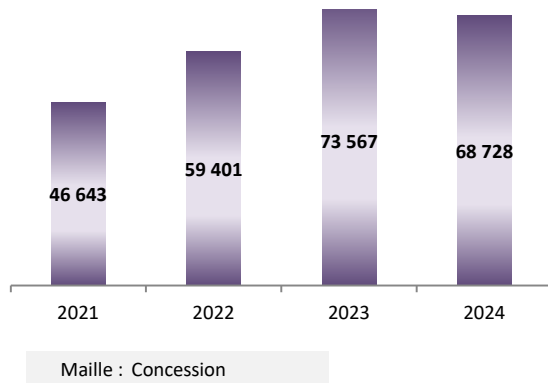
Volume annuel des raccordements



Les services aux usagers du distributeur

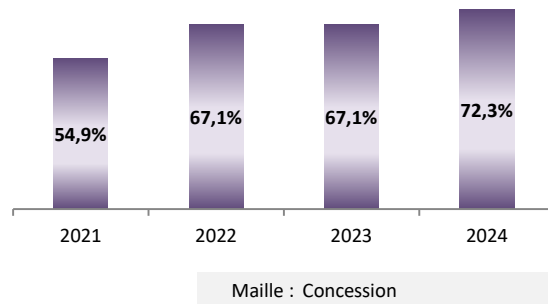
Les interventions

Nombre total d'interventions



Résiliation de contrats

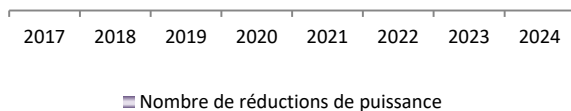
Taux de résiliation dans les délais standards
(Tarif Bleu)



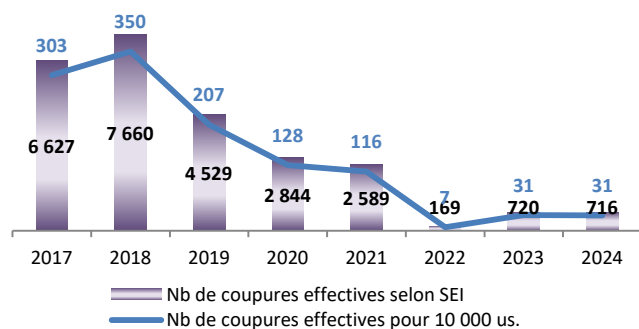
Les coupures pour impayés

Evolution des réductions de puissance enregistrées par le fournisseur

EDF SEI applique des suspensions de fourniture immédiate, l'étape de réduction de puissance n'est pas retenue, car moins efficace selon le fournisseur

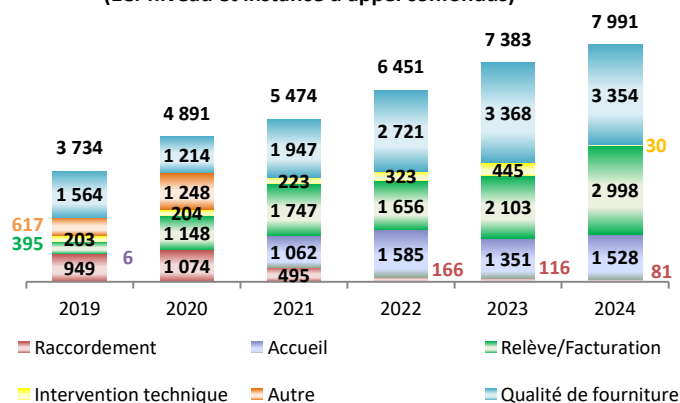


Evolution du nombre de coupures effectives pour impayés réalisées par le distributeur

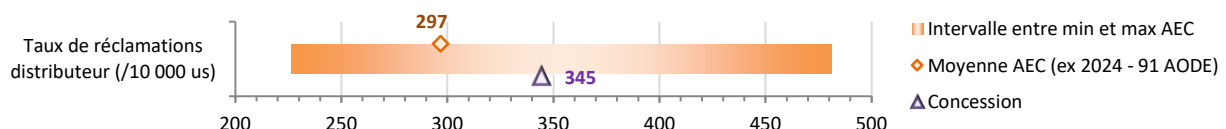
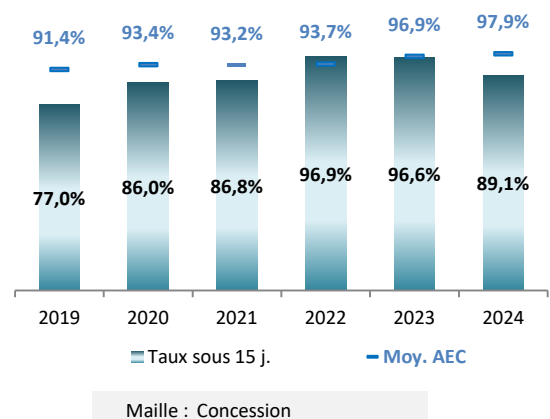


Les réclamations

Evolution de la répartition des réclamations
(écrites et orales) par item
(1er niveau et instance d'appel confondus)



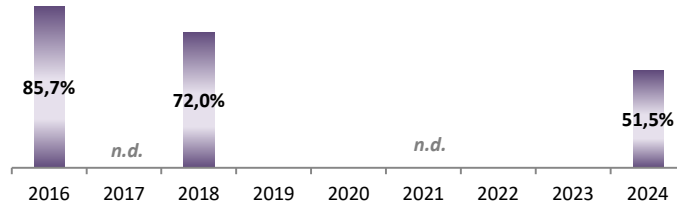
Evolution du taux de réponse aux réclamations sous 15 jours



Les services du fournisseur aux usagers aux tarifs réglementés

L'accueil des usagers

Taux de réussite aux appels téléphoniques

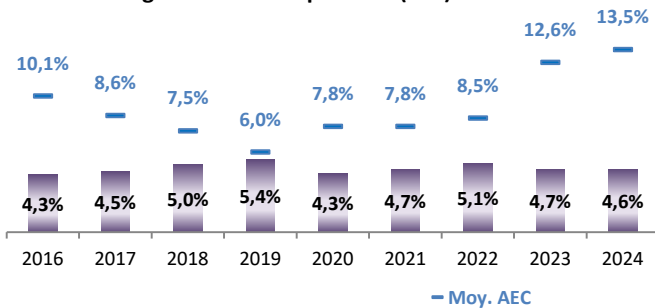


Maille : Concession

Le taux de réussite des appels téléphoniques est le nombre d'appels traités par EDF rapporté au nombre d'appels reçus.

Les services aux usagers

Pourcentage de contrats optimisés (CTS) dans l'année



Taux de factures basées sur un auto-relevé

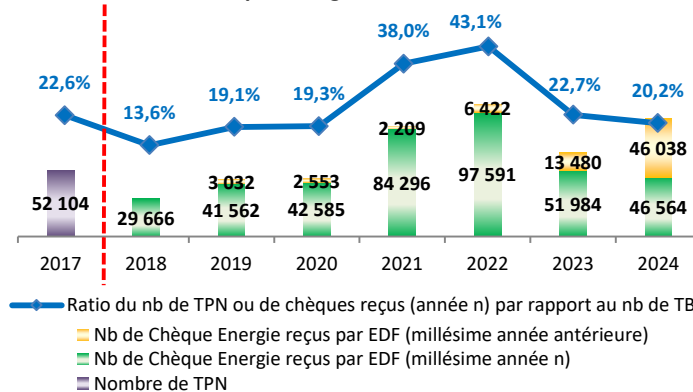
n.d. dans les CRAC

Les usagers en difficultés financières

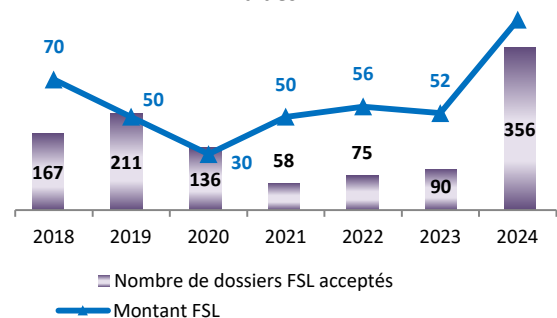
Au 1^{er} janvier 2018 le TPN a été supprimé et remplacé par le Chèque Energie.

Le Tarif de Première Nécessité (TPN) est attribué sous conditions de ressources. Le Fonds Solidarité Logement (FSL), qui traite des difficultés de paiement liées au logement, à l'eau, à l'énergie et au téléphone, est cofinancé par EDF SEI.

Evolution du nombre de bénéficiaires du TPN puis chèque énergie à fin d'année

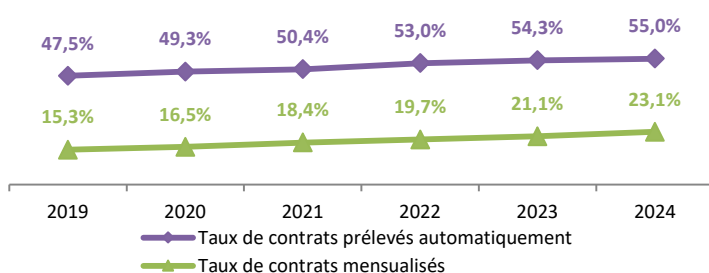


Evolution du montant alloué par EDF au FSL (en k€) et du nombre de dossiers aidés

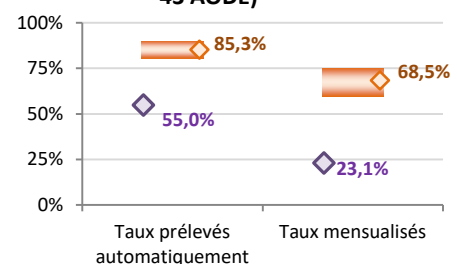


Les facilités de règlement des factures

Evolution des taux de contrats aux Tarifs Bleus mensualisés et prélevés automatiquement



Comparaison des taux avec les statistiques "Enedis" d'AEC (ex 2024 - 43 AODE)





Syndicat Mixte d'électricité
de la Guadeloupe
Sy.MEG

Audit du traitement des réclamations des particuliers (avec analyse d'un échantillon de réclamations)

Exercice 2024

Février 2026
Version 1

Table des matières

1.	INTRODUCTION	2
2.	L'ORGANISATION DU CONCESSIONNAIRE EDF SEI POUR REpondre AUX RECLAMATIONS	3
3.	INCERTITUDE SUR LES INDICATEURS DES RECLAMATIONS	7
3.1	DONNEES DE L'EXERCICE 2023	7
3.2	DONNEES DE L'EXERCICE 2024	8
3.3	RECAPITULATIF DES ECARTS DE RESULTATS	10
4.	LES RECLAMATIONS SUR LE SY.MEG	11
4.1	VOLUME DE RECLAMATIONS	11
4.1.1.	<i>Evolution du volume total de réclamations</i>	<i>11</i>
4.1.2.	<i>Analyse des volumes de réclamations par commune</i>	<i>13</i>
4.1.3.	<i>Analyse temporelle des volumes de réclamations</i>	<i>15</i>
4.2	DELAIS DES REPONSES AUX RECLAMATIONS	17
5.	ANALYSE D'UN ECHANTILLON DE DOSSIERS	18
5.1	PRESENTATION DE L'ECHANTILLON	18
5.2	ANALYSE DU TRAITEMENT DES RECLAMATIONS SELECTIONNEES	18
5.3	SYNTHESE DES ANALYSES DE 10 RECLAMATIONS	21
6.	SYNTHESE	23

1. Introduction

La mission de **contrôle du service public de la distribution et de la fourniture d'électricité** portant sur l'exercice 2024 s'est déroulée dans les locaux du concessionnaire à Pointe-à-Pitre du 20 au 23 octobre 2025 en présence des représentants du Sy.MEG, du délégataire EDF SEI et d'AEC.

Le Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe (Sy.MEG) a souhaité réaliser un audit du concessionnaire EDF SEI sur le thème des services aux usagers relatifs au traitement des **réclamations**, notamment en lien avec les situation de **supports vétustes**. Cette thématique remplace l'analyse de la pertinence des fiches problèmes pour définir les prestations financées par la collectivité, qui n'a pas pu être audité cette année, à défaut d'éléments. Cet audit comprend notamment une analyse d'un échantillon de réclamations.

Pour rappel, le 22 novembre 2023, et après plusieurs mois de négociations avec le délégataire, le Sy.MEG a signé un nouveau contrat de concession avec son concessionnaire EDF SEI. Ce contrat, qui s'est initialement appuyé sur le modèle national mis en place par la FNCCR, a été personnalisé pour les attentes du Sy.MEG et les spécificités de son territoire. Ce **contrat est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2024**, aussi le contrôle de concession de l'exercice 2024, correspond au **premier contrôle annuel dans le cadre du nouveau contrat de concession**.

Dans un premier temps, ce rapport présente une étude des résultats relatifs aux réclamations selon les données transmises dans le cadre du contrôle de la concession sur l'exercice 2024.

Le traitement des réclamations est une activité qui nécessite une collaboration efficiente entre les différents services d'EDF SEI puisqu'elle fait aussi bien intervenir le service clientèle pour collecter les sollicitations que les services techniques ou facturations pour traiter les demandes.

Une analyse d'un échantillon d'une dizaine de dossiers de réclamations clôturées en 2024 et pour lesquelles le délégataire a répondu, est proposée dans la 2nde partie. **Parmi cette dizaine, 5 sont relatives à des « demandes d'indemnisation pour sinistres », 2 relatives au « Délai/qualité de l'intervention » et 3 autres sont relatives aux « contestations de factures ».**

Cette sélection est axée sur les réclamations émises par les usagers afin d'alerter l'autorité concédante sur des éventuelles tendances d'insatisfactions des usagers vis-à-vis d'EDF SEI. Cette analyse permet de vérifier concrètement la qualité des réponses apportées, la réactivité et le traitement objectif.

2. L'organisation du concessionnaire EDF SEI pour répondre aux réclamations

Les concessions de service public de fourniture et distribution d'électricité ont été confiées par le Sy.MEG à un seul opérateur : EDF SEI. En effet en outre-mer le système électrique c'est-à-dire, la production, le transport, la distribution et la commercialisation est toujours intégré, dans un objectif d'efficacité. Cette différence avec les concessions de métropole, qui ont généralement un concessionnaire à deux têtes, Enedis et EDF, permet notamment de simplifier les échanges entre l'usager et l'opérateur. Le réclamant transmet ainsi au fournisseur sa demande pour qu'elle soit traitée.

EDF SEI a transmis au Sy.MEG et aussi présenté en séance la définition suivante d'une réclamation (cette définition n'a pas changé depuis plusieurs années) :

*« Une réclamation est une expression de **mécontentement** ou **d'insatisfaction** formulée par un **client** ou un utilisateur concernant un produit, un service, ou une expérience.*

*Elle peut être verbale ou écrite et vise généralement à signaler un problème, une erreur, ou une défaillance, dans l'espoir **d'obtenir une solution** ou une compensation.*

Les réclamations sont importantes car elles fournissent des retours précieux aux entreprises, leur permettant d'améliorer leurs produits et services.

Elles sont aussi une opportunité de renforcer la relation client en montrant que l'entreprise prend au sérieux les préoccupations de ses clients. »

Les réclamations sont traitées chez EDF SEI par le PEC (Pôle Ecoute Client). EDF SEI a détaillé cela dans les visuels ci-après.

Présentation du rôle du Pôle Ecoute Client d'EDF SEI

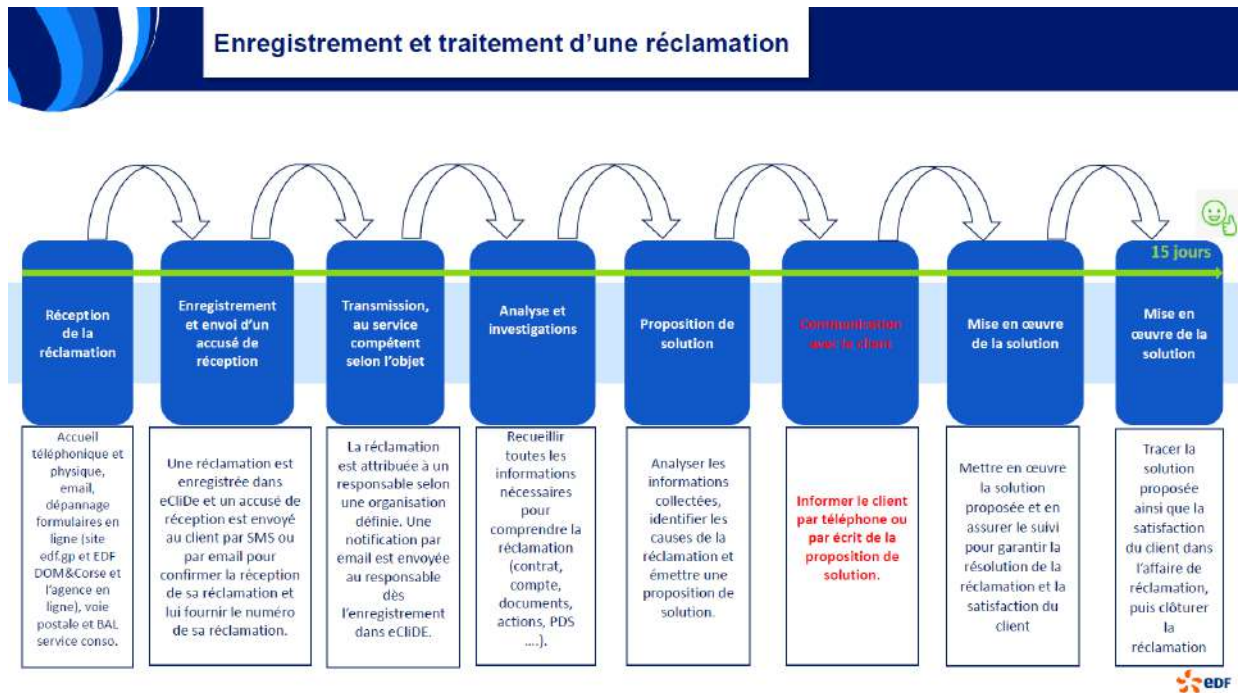


Le Pôle Ecoute Client a ainsi le rôle de réceptionner la totalité des réclamations, selon tous les canaux possibles (canaux oraux, écrits et digitaux), et également toutes les réclamations quels que soient leurs niveaux de relance (réclamations courantes ou celles qui sont passées en instance d'appel).

EDF SEI a précisé en séance que pour les clients réclamants pour lesquels une adresse mail ou un numéro de portable sont bien enregistrés dans la base client, des accusés de réception automatique sont envoyés par mail ou par SMS (si le mail est absent dans la base). Le concessionnaire a précisé qu'à ce jour, il n'y avait pas d'accusé de réception envoyé par courrier en fonctionnement.

Ce pôle a également la responsabilité de centraliser et d'enregistrer toutes réclamations dans le Système d'Information prévu à cet effet, nommé « **eClide** ». Après leurs enregistrements les réclamations sont automatiquement transférées aux services compétents pour traitement.

Présentation du traitement des réclamations par EDF SEI



EDF SEI a expliqué que le délai de réponse aux réclamations est ciblé sous 15 jours calendaires pour les réclamations de 1^{er} niveau, et sous 10 jours pour les réclamations en Instance d'Appel.

AEC a indiqué en séance, qu'à ce jour le CRAC remis au Sy.MEG indiquait toujours un ancien indicateur, à savoir le taux de réponse sous 30 jours. Il a été demandé au concessionnaire que dès le prochain CRAC l'indicateur en vigueur soit indiqué dans ce compte rendu annuel.

Les traitements des réponses aux réclamations ne sont pas centralisés, mais ils sont bien réalisés par chacun des services compétents en fonction des métiers et des responsabilités.

Pour toutes les réclamations EDF SEI communique la réponse à la réclamation par téléphone, afin de pouvoir vérifier la bonne compréhension du client. Si nécessaire, ou si le client le demande, la réponse peut être doublée par écrit (mail ou courrier).

Performance du Pôle Ecoute Client

Le Pôle Ecoute Client

L E P I L O T A G E

- Le pilotage est assuré par le responsable Écoute Client.
- Un suivi hebdomadaire est réalisé à partir d'une requête regroupant l'ensemble des réclamations enregistrées.
- Des alertes sur les délais de traitement sont transmises aux services concernés, par email ou téléphone.
- Des contrôles mensuels sont effectués sur les réclamations traitées afin de garantir leur conformité.
- Des comités Écoute Client sont organisés chaque mois, réunissant l'ensemble des responsables concernés.
- Des ateliers de professionnalisation sont régulièrement proposés pour améliorer les pratiques de traitement des réclamations.

EDF

EDF SEI a présenté en détail le pilotage des réponses aux réclamations, notamment les systèmes internes de relances et d'alertes, afin d'interdire tout oubli de réponses à des demandes. Ce pilotage permet également de suivre et d'agir sur les indicateurs de performance globaux. Le concessionnaire a notamment ciblé les axes d'amélioration suivants :

- Avec en 2024, **88% de taux de réponse sous 15 jours, le résultat est en-dessous de l'objectif de 94% de la CRE**. Objectif que le concessionnaire désire atteindre à court-terme ;
- Et selon les retours des enquêtes de satisfaction, il reste une marge de progrès à combler au sujet de la qualité du traitement des réclamations.

Au sujet des réclamations directement faites par le Sy.MEG, EDF SEI a rappelé les grands principes. Le concessionnaire a confirmé que les réclamations faites par l'AODE sont bien prévues dans le système d'enregistrement, mais qu'à ce jour, pour certaines ce n'étaient pas le cas, notamment car des réclamations arrivent selon ces canaux qui ne permettent pas leurs enregistrements.

*EDF SEI rappelle que pour assurer leurs prises en comptes et leurs traçabilités, **il faut que les réclamations du Sy.MEG soient bien adressées au « service consommateur »**, ou qu'à minima si la réclamation est faite directement à un autre service, il est nécessaire que le « service consommateur » soit en copie.*

3. Incertitude sur les indicateurs des réclamations

Comme évoqué durant cet audit sur site et aussi le précédent, **les valeurs des volumes de réclamations reçues et traitées par EDF SEI divergent grandement selon les sources de données.**

Il est attendu de la part du concessionnaire, une présentation unique des volumes de réclamations, en prenant en compte le périmètre le plus large :

- Réclamations selon tous les canaux, écrites, orales, etc...
- Réclamations de tous les usagers et également celles du Sy.MEG (lorsqu'elles arrivent par le bon canal).

3.1 Données de l'exercice 2023

Plus précisément, nous avons noté, en 2023 :

- 4 299 réclamations (écrites) dans le CRAC, en hausse de 2% sur un an ;

Réclamations écrites	2022	2023	Variation (en %)
Total concession	4 213	4 299	2,04%
Dont par courrier	1 055	1 826	73,08%

- 7 518 réclamations (tous canaux), dans la requête clientèle U31 du contrôle de concession, en hausse de 13% sur un an (de plus, la somme des sous-catégories de 7 383, est différente du total indiqué de 7 518 réclamations) ;

	A	B	C	D
		Ecrite	Orale	Total général
1				
2	Nombre de réclamation	4 299	3 219	7 518
3	Dont "relève et facturation"	1 153	950	2 103
4	Dont "qualité réseau public"	2 007	1 361	3 368
5	Dont "intervention"	114	331	445
6	Dont "accueil"	865	486	1 351
7	Dont "travaux et raccordement"	79	37	116
8				
9	Somme des sous-catégorie	4 218	3 165	7 383
10				

- 7 385 réclamations (tous canaux) avec une date de réponse (auxquelles s'ajoutent 138 réclamations sans date de réponse, donc toujours en cours de traitement), dans « la liste complète des réclamations » du contrôle de concession, en hausse de 13% sur un an. **Il est donc capital de savoir si le volume annuel de réclamations doit être le nombre de réclamations reçues du 1^{er} janvier au 31 décembre, ou s'il doit être le nombre de réclamations répondues entre le 1^{er} janvier au 31 décembre.**

Le TURPE 6 HTA/BT prévoit : « Nombre de réclamations **reçues** par nature et par catégorie d'utilisateurs »

Nombre de Typologie	ex	
Typologie		2023
Qualité réseau Public		3343
Relève et facturation		2071
Accueil		1337
Intervention		405
Travaux et raccordement		103
CN		64
MDE		39
PROD		23
Total général		7385

A confirmer, mais AEC propose que **la liste des réclamations traitées dans l'année, pourrait servir de référence** pour les données du CRAC et pour le suivi des volumes annuels (si elle est stabilisée, et **produite chaque année avec la même méthode**).

Réponse complémentaire post-audit : « EDF SEI regarde ce point pour les prochains CRAC et contrôles associés. »

Comme vu en séance durant l'audit d'octobre 2024, les métiers d'EDF SEI ciblent un taux de réponse sous 15 jours, et alors que le CRAC indique toujours l'indicateur antérieur sous 30 jours, il est donc nécessaire de **présenter désormais le taux de réponse sous 15 jours dans le CRAC**.

Réponse aux réclamations écrites (%)	Concession		
	2022	2023	Variation (en %)
Taux de réponse sous 30 jours	97,25%	97,02%	-0,23%

Réponse complémentaire post-audit : « EDF SEI va étudier l'intégration dans le CRAC du taux de réponse sous 15 jours. Pour information, le taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires en 2023, à la maille Sy.MEG est de 95,6%. »

3.2 Données de l'exercice 2024

Pour cet audit 2025, avec les données de l'exercice 2024, AEC n'a pas observé d'amélioration au niveau des certitudes sur les indicateurs relatifs aux réclamations.

AEC a rappelé au concessionnaire en séance et en questions complémentaires :

« La fiabilisation des indicateurs de suivi des réclamations est l'une des attentes prioritaires ressortie des 2 derniers audits. »

Plus précisément, nous avons noté, en 2024 :

- 7 897 réclamations (écrites) dans le CRAC, en hausse de +47% sur un an ;

Réclamations écrites	2023	2024	Variation (en %)
Total concession	4 299	6 337	47,41
Dont par courrier	1 826	1 560	-14,57

- 8 201 réclamations (tous canaux), dans la requête clientèle F40 du contrôle de concession, en hausse de +9% sur un an (de plus, la somme des sous-catégories de 7 991, est différente du total indiqué de 8 201 réclamations) ;

Nombre de contrats aux clients			
Décomposition des réclamations	1er niveau	Instance d'appel	Maille
Nombre TOTAL de réclamations			8 201
Dont "raccordement"			81
Dont "relève et facturation"			2 998
Dont "accueil"			1 528
Dont "intervention technique"			30
Dont "qualité fourniture"			3 354
Dont "pose compteur numérique"			
Dont « autres »			

- 9 321 réclamations, dans la requête clientèle F42 du contrôle de concession, en hausse de + 24 % ;

F42.		
Traitement des réclamations reçues		
Délai de réponse	TOTAL	Maille
Nombre total de réclamations	9321	
Taux de réclamations traitées sous 15 jours calendaires (TURPE 6)	88%	
Taux de réclamations traitées sous 30 jours calendaires	94%	
Nombre de réclamations « multiples filtrées »	2988	
Taux de réclamations « multiples filtrées » (TURPE 6)	88%	
Nombre de réclamations « multiples non filtrées »		
Taux de réclamations « multiples non filtrées »		
Nombre de réclamations avec demandes d'indemnisation au sujet	1730	
Dont nombre de demandes d'indemnisations acceptées	24	
Nombre de « suivi d'intervention après réclamation »	6	
Nombre de requalifications de la catégorie des réclamations	186	
Taux de requalifications de la catégorie des réclamations	2%	

- 8 046 réclamations (tous canaux) avec une date de réponse (contrairement à 2023, en 2024 aucune réclamation est sans date de réponse), dans « la liste complète des réclamations » du contrôle de concession, en hausse de +9% sur un an. **Il est donc capital de savoir si le volume annuel de réclamations doit être le nombre de réclamations reçues du 1^{er} janvier au 31 décembre, ou s'il doit être le nombre de réclamations répondues entre le 1^{er} janvier au 31 décembre.**

Le TURPE 6 HTA/BT prévoit : « Nombre de réclamations **reçues** par nature et par catégorie d'utilisateurs »

Nombre de Typologie	
Typologie	Total
Accueil	1530
CN	30
Intervention	30
PROD	19
Qualité réseau Public	3355
Relève et facturation	2999
Travaux et raccordement	83
Total général	8046

A confirmer, mais AEC maintient sa proposition : **la liste des réclamations traitées dans l'année, pourrait servir de référence** pour les données du CRAC et pour le suivi des volumes annuels (si elle est stabilisée, et **produite chaque année avec la même méthode**).

Réponse complémentaire post-audit : « les instructions sont en cours ». C'est la 2^{ème} année avec ce type de réponse, **il est indispensable que les données de l'exercice 2025 montrent les résultats de ces années d'instruction.**

Comme vu en séance durant l’audit d’octobre 2025, les métiers d’EDF SEI ciblent toujours un taux de réponse sous 15 jours, et alors que le CRAC indique toujours l’indicateur antérieur sous 30 jours, il est donc nécessaire de **présenter désormais le taux de réponse sous 15 jours dans le CRAC.**

Réponse aux réclamations écrites (%)	Concession		
	2023	2024	Variation (en %)
Taux de réponse sous 30 jours	97,02 %	95,36 %	-1,71

*Réponse complémentaire post-audit : « la demande est en cours d’instruction au sein d’EDF SEI pour le CRAC 2025. » C’est la 2^{ème} année avec ce type de réponse, **il est indispensable que les données de l’exercice 2025 montrent les résultats de ces années d’instruction.***

3.3 Récapitulatif des écarts de résultats

Le tableau ci-dessous résume les difficultés actuelles pour l’AODE (et pour l’AEC) pour réussir à utiliser les bonnes valeurs avec des certitudes.

Tableau récapitulatif des écarts entre les quantités de réclamations présentées par EDF SEI selon les sources

Multitudes d'indicateurs "réclamations"			2022	2023	2024	Evolution 2024/2023
CRAC	Réclamations écrites	Total Concession	4 213	4 299	6 337	47%
		Dont par courrier	1 055	1 826	1 560	-15%
Requete de contrôle de concession (U31 puis F40)	Réclamations écrites et orales (par catégorie)	Total (affiché)	6 641	7 518	8 201	9%
		Total écrites (affiché)	4 213	4 299	nc	
		Total orales (affiché)	2 428	3 219	nc	
		Total (calculé)	6 451	7 383	7 991	8%
		Total écrites (calculé)	4 096	4 218	nc	
		Total orales (calculé)	2 355	3 165	nc	
Liste complète des réclamations	Réclamations écrites et orales (1 réclamation par ligne)	Total	6 540	7 385	8 046	9%
Requete de contrôle de concession (U31 puis F40)	Réclamations traitées avec les taux dans les délais	Total	6 515	7 359	9 321	27%
CRAC	Taux de réponses sous 30 jours	-	97,25%	97,02%	95,36%	
	Taux de réponses sous 15 jours	-	nc	nc	nc	
Requete de contrôle de concession (U31 puis F40)	Taux de réponses sous 30 jours	-	98,99%	98,99%	94,00%	
	Taux de réponses sous 15 jours	-	97,93%	96,55%	88,00%	

Comme le montre, par exemple, la colonne « 2024 », les valeurs divergent beaucoup trop selon les sources, ce qui de surcroît provoque des variations annuelles très disparates.

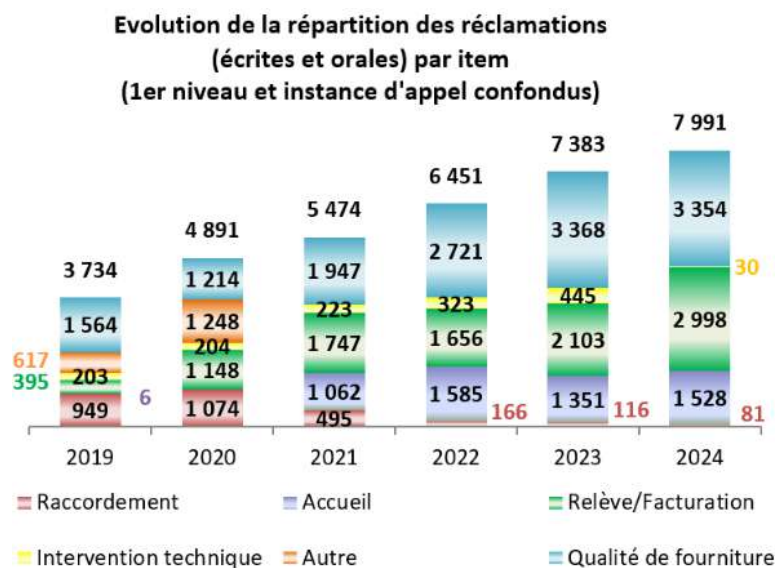
4. Les réclamations sur le Sy.MEG

4.1 Volume de réclamations

4.1.1 Evolution du volume total de réclamations

Le graphique ci-dessous récapitule les données disponibles en ce qui concerne les volumes de réclamations traitées par EDF SEI sur la Guadeloupe pour les 6 dernières années.

Evolution du nombre de réclamations sur la concession du Sy.MEG (source fichier de contrôle U31, renommé F40 en 2024)



Depuis 2019, le volume total de réclamations traitées par EDF SEI n'a cessé d'augmenter sur la concession du Sy.MEG. Les augmentations successives sont les suivantes : +31% en 2020, +12% en 2021, +18% en 2022, +14% en 2023 et enfin +8% en 2024.

Ces augmentations annuelles permanentes montrent de manière combinée, le niveau d'attente des usagers, une probable meilleure collecte des réclamations et des sujets de difficultés côté concessionnaire à traiter. En revanche, il n'est pas possible de déterminer quelle est la composante parmi les 3 qui influence le plus cette variation à la hausse.

Le volume total de **réclamations** traitées par EDF SEI est de nouveau en hausse en 2024 par rapport à 2023 pour atteindre 7 991 réclamations.

Les **conflits sociaux de PEI** ont indirectement provoqué de nombreuses réclamations supplémentaires en 2023 et 2024 par rapport aux années précédentes, notamment dans la sous-catégorie Qualité de Fourniture, à cause des coupures d'alimentation.

En 2024, les réclamations relatives à la « **qualité de fourniture** » (dont les coupures) rassemblent la plus grande part avec 42% du total et sont quasiment stables avec -0,4%. Puis les réclamations sur la « **relève et facturation** » regroupent 38% du total, et sont en hausse avec +43%. Les réclamations sur l'« **accueil** » rassemblent 19% du total, et sont en hausse avec +13%.

Recommandation : la liste des réclamations indique uniquement les grandes catégories de réclamations, en revanche, les sous-catégories ne sont pas transmises, ce qui permettrait de mieux interpréter les évolutions et les tendances. **En outre, en hexagone, Enedis d'une part et EDF d'autre part utilisent et communiquent les sous-catégories, avec une collecte complète des informations à 100%.**

A titre informatif, voici par exemple la liste des sous-catégories qui existe en hexagone pour EDF (à gauche) et Enedis (à droite).

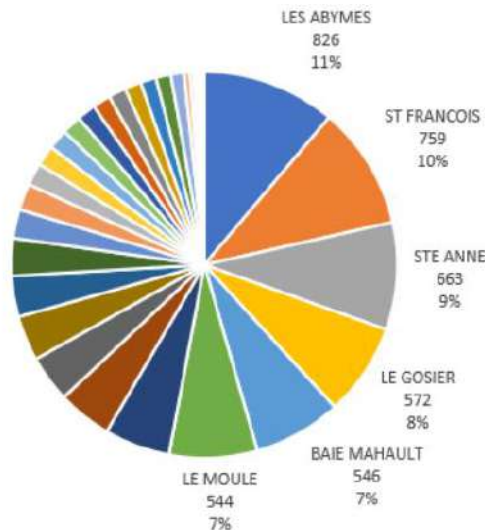
MOTIF	SOUS-MOTIF	Libellé Type Demande	Libellé Sous Type Demande
ACCUEIL	Absence reponse-traitement recla-demande	Accueil	Accessibilité des interlocuteurs
	Accessibilité & qualité d'accueil		Qualité de l'accueil
	Contact frauduleux (mail, SMS, appel)		Refus ou erreur de communication
	Données Perso - traitements complexes		Contestation données de consommation estimées
	Problème EC / e.quilibre / STI/Appli		Contestation données de consommation rectifiées
	Reclamation Mistral		Publication des données
	Stop contact sortant (sms,mail,appel,...)		Contestation d'index
	Contest. sousc. Offre Energie-serv. EDF		Demande indemnité : RDV non respecté
	Contest. souscription chez concurrent		Non-accessibilité des interlocuteurs
	Contestation delai/date MES / CHF / RES		Non-qualité de l'information
	Contrat d'énergie ou service inadapté		Non-qualité des interventions
	Evol contenu ou prix offre energie/serv		Non-qualité des interventions (relationnel, travail réalisé)
	Operation commerciale(promo)/parrainage		Chgt de fournisseur : contestation de dates, d'index
	Comprehension de la facture		Contestation coupure pour impayés
	Contestation conso estimée		Contestation d'index/de date : MES, résiliation et changement de fournisseur
	Contestation conso relevée		Contestation frais liés à une prestation
	Contestation de conso rectifiée		Demande indemnité : RDV non respecté
	Contestation index MES / CHF / RES		Intervention non réalisée
	Facture non reçues, tardives, multiples		Intervention ou prestation non demandée
	Frais fournisseur ou distributeur		MES, résiliation : contestation de dates, d'index
	Mensualisation - Montant echeances		Non-qualité des interventions
QUALITE DE FOURNITURE & RESEAUX	Demands d'indemnisation		Non-qualité des interventions (relationnel, travail réalisé)
	Evenement exceptionnel (sur consigne)		Non-respect des standards (délais)
	Ouvrage (nuisance-implantation-securite)		Respect plage de RDV
	Qualite d'alimentation		Demande d'indemnisation relative à la qualité de la fourniture
	Attente remboursement		Demande d'indemnisation relative à la qualité de la fourniture
	Contestation Contentieux		Demande d'indemnisation suite à interruption de fourniture
	Contestation Surendettement		Dépannage (accueil, délai, qualité, facturation)
	Contestations coupure-SMI		Interruption d'alimentation
	Modes de paiement (prelev-mens-TIP-DRP)		Interruption de l'alimentation ou indisponibilité du réseau
	Relance sur impayés		Interruption de l'alimentation ou indisponibilité du réseau
RELATIONS AVEC LE DISTRIBUTEUR	Non qualite Intervention realisee		Non-respect des engagements contractuels de Qualité
	Pb sur intervention technique		Nuisance des ouvrages (implantation)
	Raccordement individuel		Perturbation alimentation
	Fonctionnement du compteur		Perturbation d'alimentation ou de la disponibilité du réseau
	Non passage du releveur		Perturbation d'alimentation ou de la disponibilité du réseau
			Sécurité des ouvrages
			Séparation du réseau
			Accessibilité des interlocuteurs
			Accueil et 1er contact
			Contenu et/ou montant du devis pour raccordement
			Délai de réalisation des travaux de raccordement
			Délai d'établissement du devis de raccordement
			Délais de prise en charge de la demande de raccordement
			Demande indemnité : dépassement de la date convenue de mise à disposition des ouvrages
			Facturation des travaux de raccordement
			Information ou coordination liée aux interventions
			Offre de raccordement: montant et/ou solution technique
			Prestation catalogue: 1e MES, interventions et facturation, délai travaux
			Qualité de l'accueil raccordement
			Qualité des travaux de raccordement
			Raccordement provisoire
			Accès au compreur
			Contestation données de consommation réelles
			Fonctionnement du code d'accès télérelevé
			Fonctionnement du dispositif de comptage
			Frais de gestion du relevé
			Passage du releveur (annonce, plage horaire, comportement)
			Déplacement d'ouvrage
			Facturation des travaux (hors raccordement)
			Non qualité des travaux (hors raccordement)
			Non-respect du délai des travaux (hors raccordement)
			Sécurité des ouvrages

Exemple pour les concessions en métropole des sous-catégories de réclamations d'EDF à gauche et d'Enedis à droite.

4.1.2. Analyse des volumes de réclamations par commune

En faisant abstraction ici du nombre d'usagers par commune, en 2023, 6 communes de la concession du Sy.MEG rassemble plus de la moitié (53%) des réclamations de 2023 traitées par EDF SEI. Notamment, Les Abymes avec 11% et Saint-François avec 10% rassemblent les parts les plus importantes des réclamations.

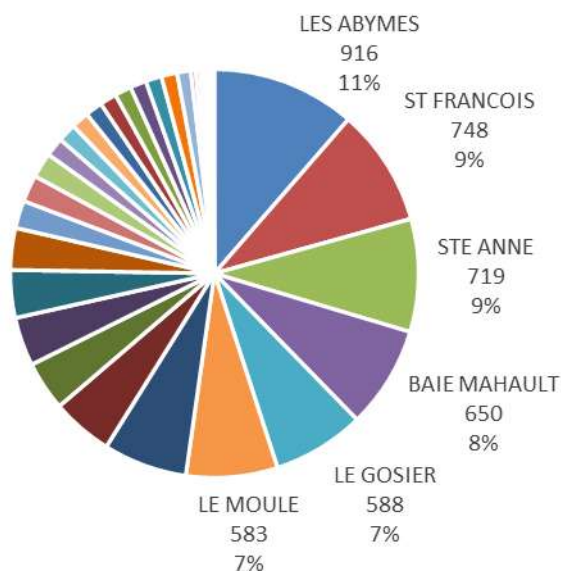
Répartition des réclamations de 2023 par commune (source : liste des réclamations)



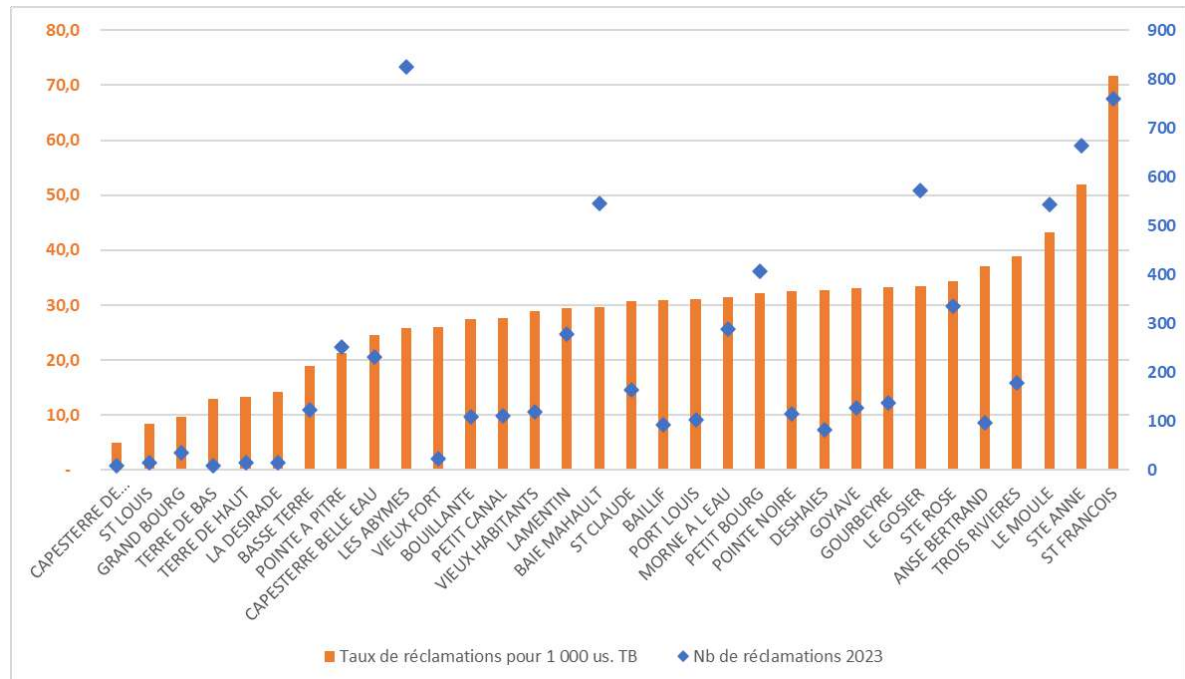
En 2024 cette proportion a peu évolué : 6 communes de la concession du Sy.MEG rassemblent toujours plus de la moitié (52%) des réclamations de 2024 traitées par EDF SEI. Notamment, Les Abymes avec 11% et Saint-François avec 9% rassemblent les parts les plus importantes des réclamations.

Le reste de la répartition des réclamations sur les communes les plus concernées est identique entre 2023 et 2024, hormis une inversion des communes du Gosier et de Baie-Mahault dans ce classement.

Répartition des réclamations de 2024 par commune (source : liste des réclamations)

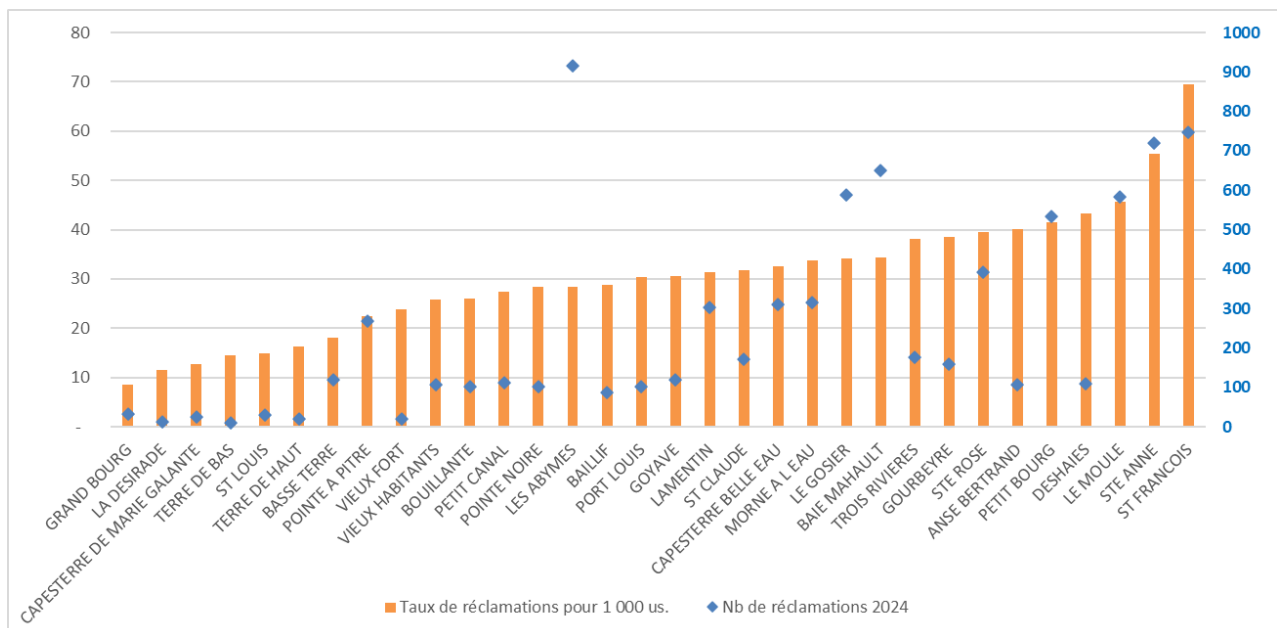


Nombre de réclamations par commune en 2023, et taux de réclamations pour 1 000 usagers TB par commune (source : liste des réclamations)



Avec respectivement 72 et 52 réclamations pour 1 000 usagers TB, les communes de Saint-François et de Sainte-Anne présentaient les ratios les plus élevés de la concession en 2023. Ces 2 communes ont été notamment les plus concernées par des coupures d'alimentation durant les grèves de PEI cette année-là (selon la liste de transmise des interruptions de fourniture). A l'inverse, les minimums étaient relevés pour Capesterre-de-Marie-Galante et Saint-Louis avec 5 et 8 réclamations pour 1 000 usagers.

Nombre de réclamations par commune en 2024, et taux de réclamations pour 1 000 usagers TB par commune (source : liste des réclamations)



En 2024, comme en 2023, les communes de Saint-François (69), Sainte-Anne (55) et du Moule (46) gardent les ratios de réclamations pour 1 000 usagers les plus élevés de la concession. Ce ratio a particulièrement augmenté

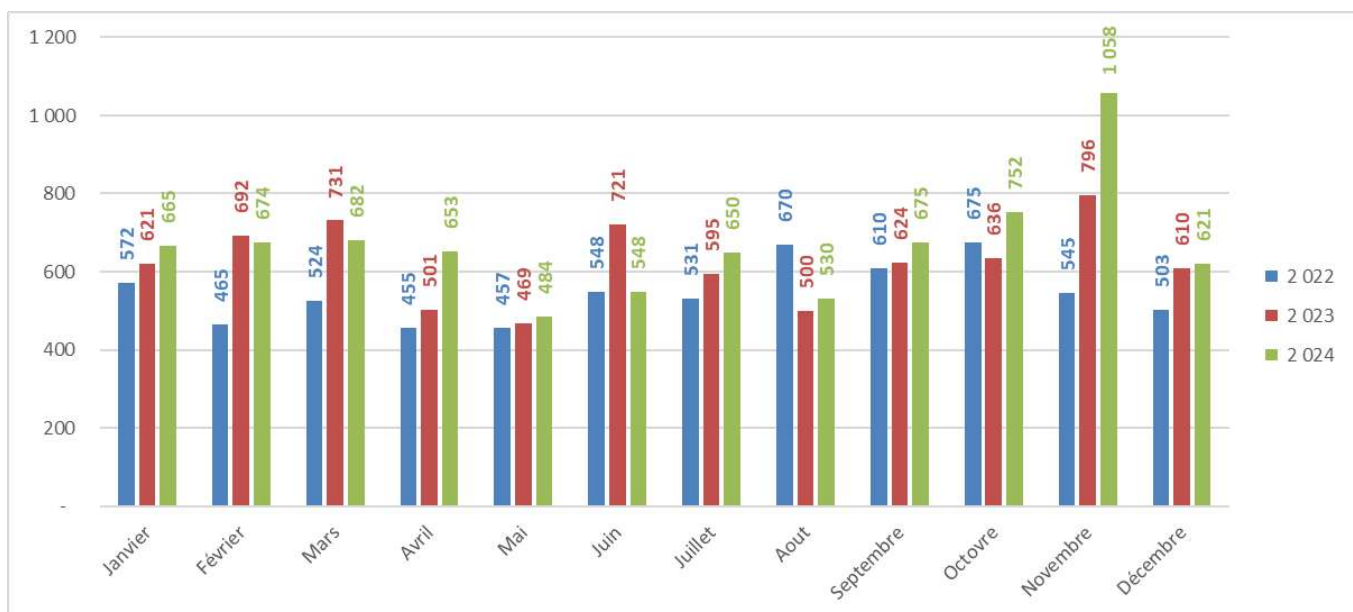
Capesterre-de-Marie-Galante avec +13 réclamations pour 1 000 usagers, ainsi qu'à Deshaies avec +11 et Petit-Bourg avec +9.

4.1.3. Analyse temporelle des volumes de réclamations

La répartition mensuelle de l'enregistrement des réclamations ne montre pas de pic majeur sur les 3 dernières années, hormi en novembre 2024, pic consécutif aux grèves et balck-out de fin octobre 2024 (1 058 réclamations). En excluant le mois de novembre 2024, les volumes mensuels de réclamations reçues en 2024 sont compris entre 484 et 752, avec une moyenne de 630 réclamations par mois. Ces valeurs sont comparables à l'année précédente avec un minimum de 469 (minimum atteint en mai en 2023, idem en 2024), une moyenne de 625 et un maximum de 796 (en novembre).

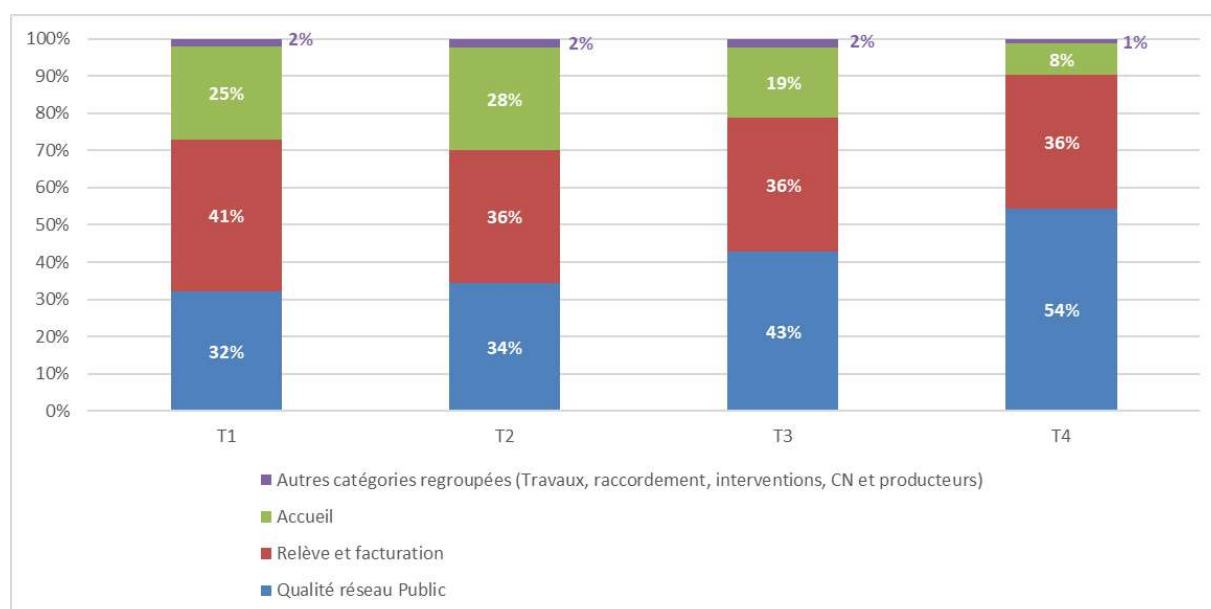
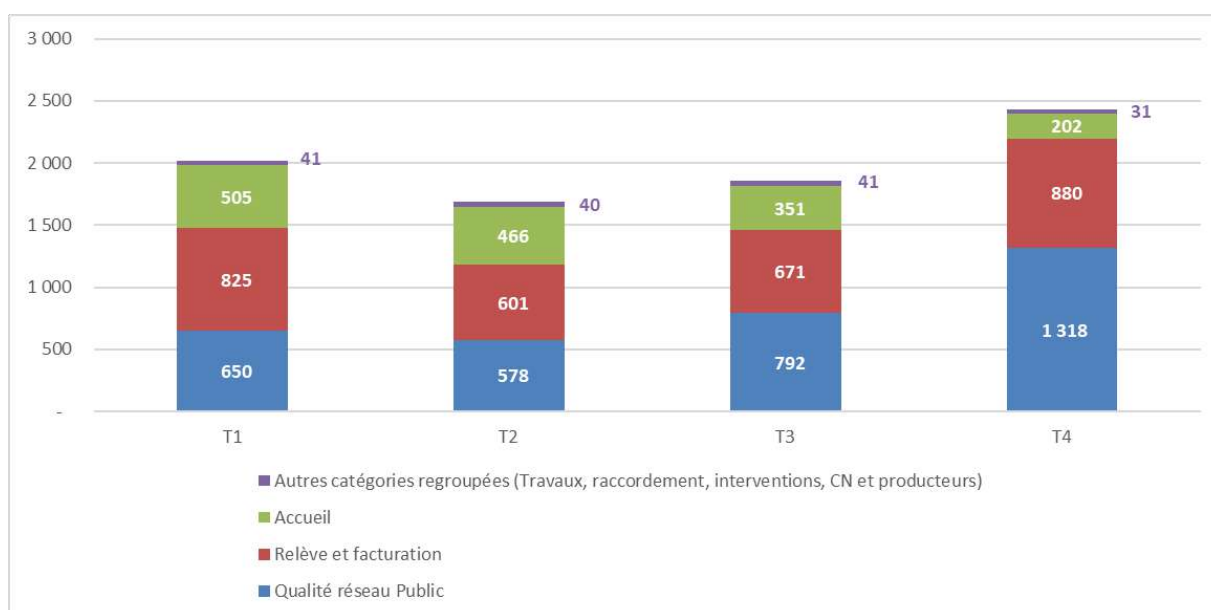
La moyenne des réclamations mensuelles est passée de 546/mois en 2022, à 625 en 2023 et 630 en 2024, selon les données transmises.

Répartition mensuelle des réclamations selon leurs dates de réception en 2022, 2023 et 2024 sur la concession (source : liste des réclamations)



Les graphiques ci-dessous permettent de voir les répartitions sur l'année des catégories de réclamations traitées par EDF SEI. Ainsi le 4^{ème} trimestre a enregistré le plus de réclamations, notamment du fait de la forte hausse du nombre de réclamations sur la qualité de fourniture par rapport aux 3 trimestres précédents. En outre, sur ce 4^{ème} trimestre le volume de réclamations relatif à l'accueil a fortement diminué, et ce progressivement tout au long de l'année 2024.

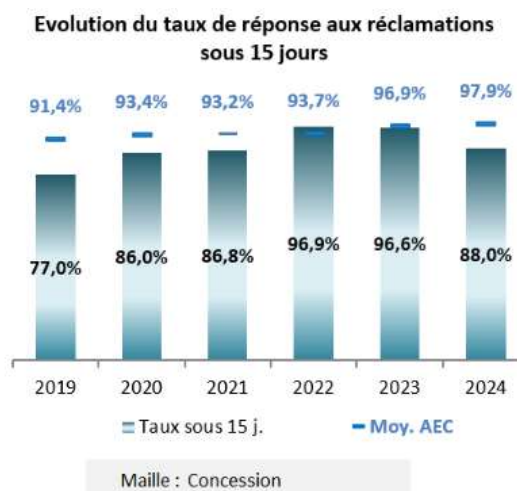
Répartition mensuelle et par catégorie des réclamations reçues en 2024 sur la concession (source : liste des réclamations)



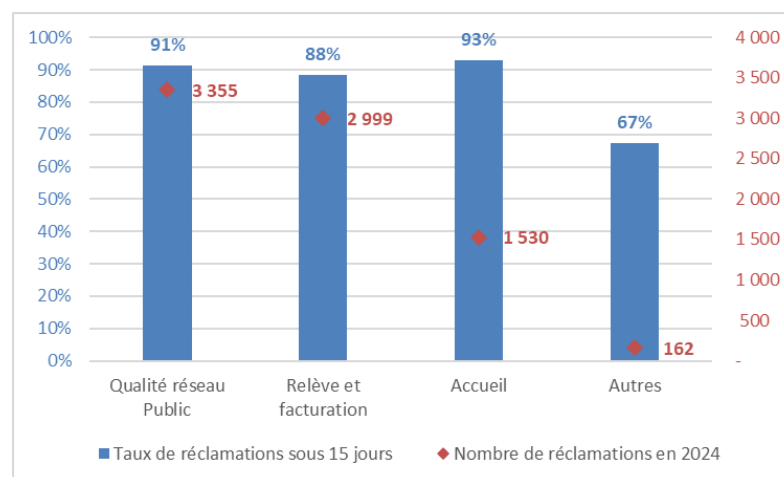
4.2 Délais des réponses aux réclamations

Le taux de réponse sous 15 jours était en amélioration régulière entre 2019 et 2022, avec une hausse de 77% à 96,9%, et s'était stabilisé en 2023 avec 96,6%. Un niveau comparable à la moyenne observée par AEC pour les concessions d'Enedis en hexagone. En 2024, ce taux a fortement diminué avec une perte de -8,6 points, et redescendre à 88%. Le concessionnaire a expliqué cela par une forte augmentation des volumes de réclamations à traiter dans l'année, et notamment sur une période très concentrée en fin d'année.

Evolution du taux de réponse aux réclamations sous 15 jours, maille concession (source fichier de contrôle F42)



Taux de réponse aux réclamations sous 15 jours, par catégorie de réclamation, maille concession (source : liste des réclamations)



Le détail par catégorie permet d'observer que le taux de réponse sous 15 jours est relativement variable selon les catégories de réclamations. Ce taux est le plus faible avec 67% pour les thématiques de réclamations les moins courantes, regroupées dans « autres », qui comprennent les réclamations sur les travaux, les raccordements, les interventions, les compteurs numériques et les producteurs.

Les taux les plus élevés sont mesurés pour les réclamations relatives à l'accueil avec 93% et sur la qualité du réseau public avec 91%. Finalement, avec un taux de réponse sous 15 jours de 88%, et un volume conséquent de 2 999 réclamations, c'est la thématique sur la relève et la facturation qui contribue à la baisse du résultat du taux global.

5. Analyse d'un échantillon de dossiers

5.1 Présentation de l'échantillon

L'audit a été l'occasion d'analyser un échantillon de 10 dossiers de réclamation à partir des données de contrôles et des données du Sy.MEG. *Un autre rapport d'audit relatif à la gestion des supports vétustes et des signalements a été produit, avec un 2^{ème} échantillon de 10 réclamations également.*

Cet échantillon a été réalisé selon un choix aléatoire et comprend :

- 5 réclamations pour des « demandes d'indemnisation pour sinistres »,
- 2 réclamations sur le « Délai/qualité de l'intervention »,
- Et 3 autres sont relatives aux « contestations de factures »

Tableau des 10 réclamations sélectionnées dans la liste du Sy.MEG (source : liste des réclamations)

référence	N° Echantillon AEC	sous-type	réclamation.nature	statut	Commune	CODE INSEE	libellé	date création	réclamation. n.date de réception	réclamation. n.demande d'indemnisation	réclamation. n.réclamation orale	réclamation. n.origine	instance d'appel ?
11794483	11	R6 Accueillir le client et gérer son contrat	R604 Contestation facture	terminé	STE ANNE	97128	Contestation facture	02/04/2024 09:09	02/04/2024	non	non	MAIL	non
11689350	12	R6 Accueillir le client et gérer son contrat	R604 Contestation facture	terminé	POINTE A PITRE	97120	CONTESTATION FACT	19/01/2024 10:57	19/01/2024	non	non	COUR	non
11695408	13	R6 Accueillir le client et gérer son contrat	R604 Contestation facture	terminé	PETIT CANAL	97119	ANOMALIE PAIEMENT BORNE	24/01/2024 07:50	24/01/2024	non	oui	PHYS	non
11969598	14	R6 Relève et Interventions	R623 Délai/qualité de l'intervention	terminé	CAPESTERRE BELLE EAU	97107	RDV NON RESPECTE POUR RETABLISSEMENT SUITE COUPURE	26/07/2024 08:41	26/07/2024	non	oui	TELE	non
12117951	15	R4 Exploiter et maintenir les ouvrages réseau	R404 Demande indemnisation sinistres	terminé	LAMENTIN	97115	GREVE PEI LAMENTIN DENREES	05/11/2024 08:52	05/11/2024	oui	non	MAIL	non
12146807	16	R4 Exploiter et maintenir les ouvrages réseau	R404 Demande indemnisation sinistres	terminé	BAIE MAHAULT	97103	GREVE PEI BAIE MAHAULT 3000E	26/11/2024 12:23	26/11/2024	oui	non	MAIL	non
12160386	17	R4 Exploiter et maintenir les ouvrages réseau	R404 Demande indemnisation sinistres	terminé	BAIE MAHAULT	97103	GREVE PEI SINISTRE BAIE MAHAULT 5804E	03/12/2024 09:06	03/12/2024	oui	non	MAIL	non
11782064	18	R4 Exploiter et maintenir les ouvrages réseau	R404 Demande indemnisation sinistres	terminé	LAMENTIN	97115	MEDIATEUR EDF réitération demande indemnisation sinistre	22/03/2024 06:40	22/03/2024	non	non	MAIL	oui
12135588	19	R4 Exploiter et maintenir les ouvrages réseau	R404 Demande indemnisation sinistres	terminé	VIEUX HABITANTS	97134	DIRECTRICE GREVE PEI SINISTRE VX HABITANTS	18/11/2024 15:52	18/11/2024	oui	non	COUR	oui
11984275	20	R6 Relève et Interventions	R623 Délai/qualité de l'intervention	terminé	LES ABYMES	97101	ECHANGE CTR NON EFFECTUE	06/08/2024 15:47	06/08/2024	non	non	MAIL	non

5.2 Analyse du traitement des réclamations sélectionnées

L'analyse des réclamations a permis l'analyse de la formulation des plaintes des usagers et des réponses apportées par EDF. Le concessionnaire a bien transmis les éléments nécessaires demandés, avec notamment une synthèse par dossier (courrier du réclamant, réponse du concessionnaire, photos éventuelles, et suite du traitement du dossier en cas d'intervention).

Le tableau aux pages suivantes synthétise les analyses qui ont été effectuées sur l'échantillon de dossiers.

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

Liste des réclamations									Courriers des demandeurs et/ou retranscription de la réclamation orale	Enregistrements dans les outils de suivi	Pièces justificatives des réponses du concessionnaire	Courriers de réponse finale	Suivi du respect de traitement dans les délais impartis	971-200010759-20260306-DEL-2026-COC-14-AI				Autres	Résumé et question	Autres commentaires							
Commune	Code INSEE	Référence Affaire	Echance	Date de création	Date de fin	Délai	Typologie	Origine						Nature réclamation	ALONNEMENT DE LA DEMANDE						Date initiale de la réclamation du client	Date d'enregistrement de la réclamation	Date d'envoi d'une lettre d'attente, le cas échéant	Date d'envoi du courrier définitif au client	réclamation en instance d'appel	Réponse d'un même client	
															Accusé certifié exécutoire												Réception par le préfet : 17/03/2026
ST-ANNE	97160	11794483	11	02/04/24	02/04/24		R6 Accueillir le client et gérer son contrat	Internet	R604 Contestation facture			OUI		Pas de courrier de réponse	OUI	02/04/2024	*****	NC	Pas de courrier envoyé	NC	NON	client réclame sur facture avant aménagement logement "vide" demande de photo du compteur CN Suite ? Réponse le jour mm ?					
POINTE-A-PITRE	97110	11689350	12	19/01/24	23/01/24	4	R6 Accueillir le client et gérer son contrat	courrier	R604 Contestation facture			OUI		Pas de courrier de réponse	OUI	19/01/2024	*****	22/01/2024 SMS Accusé réception Réclamation Affaire 11689350			OUI	réclamation suite à une demande de résiliation "Appel long et difficile" confusion abonnement , malgré pas de consommation 404€ dep 2019 résilié déc 2023 se rapprocher de Maître Balmayer? C'est qui ?	Maître Balmayer C'est un cabinet de recouvrement - huissier car un compte douteux une réponse tel : pas conso, mais abonnement à payer contrat résilié en déc 2023 elle a soldé sa dette la 14 oct pour 400€ note d'honoraire indépendant compte douteux = 45 j après la résilié si débiteur				
PETIT-CAVAL	97130	11695408	13	24/01/24	01/02/24	8	R6 Accueillir le client et gérer son contrat	accueil physique	R604 Contestation facture		reglement client en borne non pris en compte Borne 22 le 04/1/2024 Présentation reçu de règlement en CB (Reçu en action) MAJ COMPTE CLIENT LE 04/02/2024	OUI	NON	Pas de courrier de réponse	OUI	24/01/2024	*****	25/01/2024 SMS Accusé réception Réclamation Affaire 11695408	NC	NC	NON	Règlement client en borne non pris en compte Borne 22 le 04/1/2024 Présentation reçu de règlement en CB (Reçu en action) MAJ COMPTE CLIENT LE 01/02/2024 comment c possible ? Bug ? Suite ?	Toutes les bornes ont été changé qq bug à la mise en place maj du compte le 1er février 2024 à la borne, il y a moins de méfiance que de paiement CB en ligne À l'époque c t la borne de bergevin - certaine borne prene les especes si porche point e à pitre				
CARPESTERE-BELLE-EAU	97130	11969598	14	26/07/24	01/08/24	6	R6 Relève et intervention	téléphone	R623 Délai/qualité de l'intervention			OUI	NON	Pas de courrier de réponse	OUI	26/07/2024	*****	29/07/2024 SMS Accusé réception Réclamation Affaire 11969598	NC	NON	NON	non-réalisation des interventions prévues le 23/07/2024 et le 25/07/2024 pour le rétablissement de l'électricité dans son local après une coupure non-paiement (dette payée). Elle indique n'avoir eu aucun retour (appel ou mail) quant au motif de non-réalisation. Suite à cela, Mme RUPAIRE indique également avoir perdu sa marchandise. Elle exige qu'un responsable prenne contact avec elle et que l'intervention soit réalisée ce vendredi 26/07/2024	pose d'une CN 26/07 mais il était pas communicant EDF a contacté le client - profité de faire l'intervention de rétablissement, et de faire la pose du CN : 26/07 (le jour de la récla) Réponse de la récla : 01/08				
LAVENTIN	97126	12117951	15	05/11/24	21/03/25	136	R4 Exploiter et maintenir les ouvrages réseau	MAIL	R404 Demande indemnisation sinistres			OUI	Publipostage		OUI	05/11/2024	*****	06/11/2024 SMS Accusé réception Réclamation Affaire 12117951	NC	NON	OUI	136 j de réponse ? bonjour, je suis parti en vacances pendant le Black out à mon retour hier tout les aliments étaient moisi j'ai du jeter plein chose et une grosse tache d'eau sécher dans mon salon, je demande une indemnisation car je ne travaille pas j'ai 2 enfants à charge, par précaution j'ai jeter mes courses je trouve cela horrible de devoir jeter que c'est difficile pour moi en attente d'un retour	Néanmoins, conformément à l'article 5.1 précité des conditions générales de vente (CGV), seules les coupures longues (supérieures à 5 heures) peuvent en application des dispositions du TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité), donner lieu à indemnisation en déduction du montant à payer sur une de vos prochaines factures. Dans le cadre de ce type d'événement exceptionnel, le montant versé par EDF SEI Archipel Guadeloupe est fonction du temps de coupure et de la puissance souscrite. Aucune démarche de votre part n'est nécessaire.				
BAIE MAHAULT	97122	12146807	16	26/11/24	26/11/24		R4 Exploiter et maintenir les ouvrages réseau	MAIL	R404 Demande indemnisation sinistres			OUI	Publipostage		OUI	07/11/2024	*****	27/11/2024 SMS Accusé réception Réclamation Affaire 12146807	NC	NON	NON	PJ : Notre courrier de convocation, pas eu la PJ ? Réponse jour J ?	Néanmoins, conformément à l'article 5.1 précité des conditions générales de vente (CGV), seules les coupures longues (supérieures à 5 heures) peuvent en application des dispositions du TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité), donner lieu à indemnisation en déduction du montant à payer sur une de vos prochaines factures. Dans le cadre de ce type d'événement exceptionnel, le montant versé par EDF SEI Archipel Guadeloupe est fonction du temps de coupure et de la puissance souscrite. Aucune démarche de votre part n'est nécessaire.				
BAIE MAHAULT	97122	12160386	17	03/12/24	03/12/24		R4 Exploiter et maintenir les ouvrages réseau	MAIL	R404 Demande indemnisation sinistres			OUI	Publipostage		OUI	15/11/2024	*****	NON	NC	NON		Nous vous informons que nous organisons une réunion d'expertise contradictoire le : mardi 26 novembre 2024 à 10h00 à l'adresse suivante : BOULEVARD DE HOUELBOURG - 97122 BAIE MAHAULT Selon les informations en notre possession, ce sinistre est susceptible d'engager votre responsabilité et votre présence est indispensable. Voici les éléments recueillis quant à la cause et l'estimation des dommages : UNE SURTENSION SUR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE EDF AURAIT ENDOMMAGÉ LA BORNE DE RECHARGE. Estimation sinistre : 5 904 €	réponse ? Réponse jour J ?				

Liste des réclamations									Courriers des demandeurs et/ou retranscription de la réclamation orale	Enregistrements dans les outils de suivi	Pièces justificatives des réponses du concessionnaire	Courriers de réponse finale	Suivi du respect de traitement dans les délais impartis	971-200010759-20260306-DEL-2026-COC-14-AI				Autres actions	Résumé et question	Autres commentaires						
Commune	Code INSEE	Référence Affaire	Echantillon	Date de création	Date de fin	Délai	Typologie	Origine						Nature réclamation	JALONNEMENT						Date initiale de la réclamation du client	Date d'enregistrement de la réclamation	Date d'envoi d'une lettre d'attente, le cas échéant	Date d'envoi du courrier définitif au client	Suite de la réclamation en instance d'appel	
															Accusé certifié exécutoire		Réception par le préfet : 17/03/2026									
LAMENTIN	97129	11782064	18	22/03/24	12/04/24	21	R4 Exploiter et maintenir les ouvrages réseau	MAIL	R404 Demande indemnisation sinistres				OUI	22/03/2024	25/03/2024 SMS Accusé réception Réclamation Affaire 11782064	NC	NC	OUI	Le 4 janvier 2024 à 21 heures et 3 minutes et le 9 janvier 2024 à 21 heures et 53 minutes, une coupure d'électricité due à un problème venant d'EDF, a provoqué la défectuosité de mon appareil électrique que j'ai constaté le 12 janvier 2024 à savoir : ma climatisation. En effet, la carte électronique de ma climatisation a subi une surtension après les coupures et les renvois répétés en l'espace de quelques secondes d'EDF. Après expertise d'un technicien de climatisation, le changement de la carte électronique s'élève à 240 euros.	réponse pas de lien						
VEUXHARTANTS	97119	12135588	19	18/11/24	04/12/24	16	R4 Exploiter et maintenir les ouvrages réseau	courrier	R404 Demande indemnisation sinistres				OUI	18/11/2024	19/11/2024 SMS Accusé réception Réclamation Affaire 12135588	NC	NC	NON	clim HS après coupure	Ces engagements en matière de continuité et de qualité de l'onde ne sont pas applicables dans les cas relevant de la force majeure au sens de l'article 10.1 des CGV tel que les conséquences du mouvement social du producteur EDF PEI Pointe de Jarry et de plusieurs autres installations de production qui n'ont pas permis à EDF SEI Archipel Guadeloupe de maintenir le courant par d'autres moyens de production et l'ont contraint à réaliser des délestages. Nous comprenons et nous regrettons les désagréments causés par les interruptions de fourniture dues au mouvement social mais nous ne pouvons donner une suite favorable à votre demande d'indemnisation. Ainsi, EDF SEI Archipel Guadeloupe n'interviendra pas dans la prise en charge de vos dommages, les délestages et aussi le black-out constituant un cas de force majeure lié à l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production.						
LES ABYMES	97139	11984275	20	06/08/24	16/08/24	10	R6 Relève et interventions	MAIL	R623 Délai/qualité de l'intervention				OUI	06/08/2024	07/08/2024 SMS Accusé réception Réclamation Affaire 11984275	NC	NC	NON	Bonjour, j'ai reçu le sms suivant : « EDF Guadeloupe. Un technicien interviendra le 23/07/24 entre 07h30 et 14h00 à l'adresse suivante : PROVIDENCE 97139 LES ABYMES. Merci de lui laisser un accès à nos installations. Référence EDL : 238550 » Hors le 23/07, aucun technicien ne s'est présenté et/ou à prévenu qu'il ne passerai pas. Aujourd'hui le compteur n'est toujours pas changé et donc pas de relevé possible !! Merci	23/07, ce n'était pas EDF SEI mais le prestataire EDP de CN CN posé le 20/08						

5.3 Synthèse des analyses de 10 réclamations

L'audit d'un échantillon de 10 réclamations traitées par EDF SEI a permis de relever les points suivants :

- Pour les 3 réclamations relatives à des contestations de factures :
 - Une réclamation a été rapidement traitée, avec une demande de photo de compteur pour confirmer les index, et a permis d'expliquer au client son incompréhension ;
 - Une réclamation suite à une absence de paiement a nécessité l'intervention d'un huissier. En effet, le client n'habitait plus un logement mais n'avait pas résilié son contrat. Ainsi même s'il ne consommait effectivement pas d'électricité, il reste redevable de l'abonnement tant que le contrat est actif. Ce client a fini par solder sa dette de 400€ et a résilié cet abonnement ;
 - Un client a bien fait de réclamer et a obtenu gain de cause. Ce dernier avait réglé sa facture à une borne de paiement de EDF SEI, et avait gardé son ticket, mais son paiement n'a jamais été crédité sur son compte client. Le concessionnaire a admis quelques « bugs » lors de la mise en place de nouvelles bornes, et a présenté ses excuses au client tout en corrigeant la situation le concernant ;
- Pour les 2 réclamations relatives à des délais d'intervention ou à la qualité des interventions :
 - Une réclamation est liée à un concours de circonstance, en effet le client réclame car l'intervention des agents n'a pas permis de rétablissement de fourniture. Ce client avait un impayé, et a été coupé pour impayés. Suite à son règlement, EDF a rétabli ce client et a profité de l'intervention pour changer le compteur ancien et installé un compteur numérique (pose en diffus). Mais le jour J le compteur n'était pas encore communicant ce qui a compliqué le rétablissement. Au final, le client a bien été rétabli ;
 - Un autre client s'est plaint d'un rdv non honoré, en effet le client a reçu un sms lui demandant d'être présent durant une matinée. Il s'agissait d'un changement de compteur pour poser un CN par l'entreprise qui gère le déploiement des CN. Le prestataire a donc été rappelé à l'ordre, le CN a pu être posé, mais seulement 3 semaine plus tard ;
- Pour les 5 réclamations relatives à des demandes d'indemnisation :
 - Deux clients demandent une indemnisation pour des pertes de denrées suite à une interruption de fourniture durant le Black-Out. EDF a indiqué que pour toutes les demandes d'indemnisation durant cette période il y avait un seul mot d'ordre général de conseiller aux clients de solliciter leurs assurances habitation. En effet, pour ce type d'interruption tout comme celles liées à des incidents ou des travaux, les conditions contractuelles ne permettent pas de donner droit à des indemnisations. EDF précise par ailleurs dans chacune des réponses qu'un abattement sur la facturation est prévu :
 - *« Ces engagements en matière de continuité et de qualité de l'onde ne sont pas applicables dans les cas relevant de la force majeure au sens de l'article 10.1 des CGV tel que les conséquences du mouvement social du producteur EDF PEI Pointe de Jarry et de plusieurs autres installations de production qui n'ont pas permis à EDF SEI Archipel Guadeloupe de maintenir le courant par d'autres moyens de production et l'ont contrainte à réaliser des délestages. Nous comprenons et nous regrettons les désagréments causés par les interruptions de fourniture dues au mouvement social mais nous ne pouvons donner une*

suite favorable à votre demande d'indemnisation. Ainsi, EDF SEI Archipel Guadeloupe n'interviendra pas dans la prise en charge de vos dommages, les délestages et aussi le black-out constituant un cas de force majeure lié à l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production. »

- « (...) Néanmoins, conformément à l'article 5.1 précité des conditions générales de vente (CGV), seules les coupures longues (supérieures à 5 heures) peuvent en application des dispositions du TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité), donner lieu à indemnisation en déduction du montant à payer sur une de vos prochaines factures. Dans le cadre de ce type d'évènement exceptionnel, le montant versé par EDF SEI Archipel Guadeloupe est fonction du temps de coupure et de la puissance souscrite. Aucune démarche de votre part n'est nécessaire (...) »
- Deux réclamations font état de convocation pour des expertises suite à dégâts par les experts des assurances. EDF a expliqué être libre de pouvoir choisir de suivre ou pas cette convocation. Notamment le fournisseur ne mandate pas d'expert d'EDF SEI, pour les sollicitations avec des dégâts estimés à moins de 5 000 €. Pour ces 2 cas, EDF SEI n'a au final pas été mis en cause.
 - Un client réclame pour des probables surtensions qui auraient causé des dégâts sur des appareils électroniques. EDF SEI a indiqué que les données du compteur numérique n'ont pas indiquées de tension haute au-delà des normes prévues, ainsi aucune indemnisation n'a été engagée.
 - Au final, sur les 5 dossiers retenus dans l'échantillon aucune demande d'indemnisation n'a obtenue de réponses favorables, et tout étant conforme aux règles en vigueur, car pour aucun des cas la responsabilité du distributeur n'était engageable

6. Synthèse

L'analyse du traitement des réclamations et notamment au travers de l'analyse d'un échantillon de réclamations d'usagers de la concession a permis de mettre en exergue des points positifs et des axes d'amélioration.

Réclamations faites par le Sy.MEG à EDF SEI

Au sujet des réclamations directement faites par le Sy.MEG, EDF SEI a rappelé lors du précédent audit les grands principes. Le concessionnaire a confirmé que les réclamations faites par l'AODE sont bien enregistrées et traitées avec les autres réclamations. Toutefois EDF rappelle que pour garantir le bon fonctionnement il faut que ces réclamations soient faites par les canaux prévus à cet effet, et qu'à l'inverse certains courriels avec des réclamations faites directement aux services, ne sont pas toujours réorientés dans le process de suivi et traitement des réclamations.

Au final, EDF SEI indique que pour assurer leurs prises en comptes et leurs traçabilités, **il faut que les réclamations du Sy.MEG soient bien adressées au « service consommateur »**, ou qu'à minima si la réclamation est faite directement à un autre service, il est nécessaire que le « service consommateur » soit en copie.

Incertitude des indicateurs relatifs aux réclamations

La valeur des volumes de réclamations traitées par EDF SEI sont trop variables selon les différentes sources de données. Les écarts sont importants entre les valeurs figurant dans le CRAC, les valeurs indiquées dans les données de contrôle agrégées et les valeurs issues de la liste exhaustive des réclamations de l'année. Ces écarts permettent il est donc indispensable qu'à l'avenir les résultats convergent avec une méthode de comptabilisation unique et pérenne.

Volumes de réclamations à la hausse depuis 5 ans

Entre 2019 à 2024, les quantités de réclamations enregistrées sur la concession du Sy.MEG ont connu 5 hausses successives. En outre, la dernière année a été fortement impactée par des réclamations issues des délestages lors des mouvements sociaux de PEI puis du Black-Out.

En 2024, 6 communes de la concession du Sy.MEG rassemble plus de la moitié (52%) des réclamations de 2024 traitées par EDF SEI, alors qu'elle rassemble que 45% des usagers de la concession. Notamment, Les Abymes avec 11% et Saint-François avec 10% rassemblent les parts les plus importantes des réclamations.

En 2024, le ratio moyen est de 35 réclamations pour 1 000 usagers (ou un équivalent de 3,5% des usagers ont réclamé). Avec respectivement 69 et 55 réclamations pour 1 000 usagers TB, les communes de Saint-François et de Sainte-Anne présentent les ratios les plus élevés de la concession en 2024, comme en 2023. Ces 2 communes ont été notamment les plus concernées par de coupures d'alimentation durant les grèves de PEI. A l'inverse, les minimums sont relevés pour Grand-Bourg et La-Désirade avec 8 et 12 réclamations pour 1 000 usagers.

Le taux de réponse sous 15 jours était en amélioration régulière entre 2019 et 2022, avec une hausse de 77% à 96,9%, et c'était stabilisé en 2023 avec 96,6%, mais s'est dégradé en 2024 avec une baisse de -9 points et redescendre à 88%. Cette dégradation a été expliquée par une hausse importante des volumes de réclamations sur des courtes périodes, notamment après le Black-Out.

Synthèse des recommandations

- Il devient **indispensable que les données relatives aux réclamations soient standardisées et fiabilisées**. Il n'est plus acceptable que les volumes de réclamations diffèrent toujours autant en fonction des sources : CRAC, indicateurs de contrôle et liste annuelle des réclamations. Il est attendu que les indicateurs soient identiques et conformes, et qu'ils prennent bien en compte toutes les réclamations possibles (écrites/orales, tous les canaux, tous les segments clientèles et tous les niveaux de réclamations) ;
- La méthode de comptabilisation des réclamations doit être formalisée de manière pérenne : soit toutes les réclamations reçues dans l'année, soit toutes les réclamations traitées et répondues dans l'année. **Nous conseillons de mesurer toutes les réclamations traitées et répondues dans l'année**, de façon à ce que le taux de réponse sous 15 jours soit bien calculé à partir du volume total affiché dans les indicateurs ;
- La liste annuelle des réclamations reçues et traitées doit être complétée d'une **colonne avec les « sous-catégorie »** pour permettre de mieux suivre les doléances des usagers ;
- La création d'une **catégorie de réclamations relatives aux effets secondaires de grèves ou de black-out** serait pertinente afin de mieux évaluer les impacts de ces périodes sur le volume total des réclamations, et aussi de ne pas polluer les catégories habituelles de réclamations tout au long de l'année ;
- Après une forte baisse, il est nécessaire que le concessionnaire mette en place les actions nécessaires pour améliorer le **taux de réponse sous 15 jours** (ouverts) aux réclamations.



Syndicat Mixte d'électricité de la Guadeloupe – Sy.MEG

Evaluation des besoins en renouvellement

Exercice 2024

Janvier 2026 — Version 1

www.aeconseil.fr

18, rue de la Pépinière – 75008 PARIS
+33(0)1 44 70 78 10
contact@aecenergie.fr

Table des matières

INTRODUCTION	3
1. IDENTIFICATION DES POINTS DE VULNERABILITE ET DE FRAGILITE DU RESEAU	5
1.1 DESCRIPTION TECHNIQUE DU PATRIMOINE CONCEDE.....	5
1.1.1. Périmètre de la concession du Sy.MEG	5
1.1.2. Réseau HTA	6
1.1.3. Réseau BT	11
1.1.4. Principaux enseignements	16
1.2 PRINCIPAUX ELEMENTS DE CONTINUITE ET QUALITE DE FOURNITURE	16
1.2.1. Durée moyenne de coupure par usager	16
1.2.2. Analyse des incidents HTA	21
1.2.3. Analyse des incidents BT	27
1.2.4. Fréquences de coupures perçues par les usagers	30
1.2.5. Principaux enseignements	32
2. EVALUATION DES POLITIQUES DE RENOUVELLEMENT D'EDF	33
2.1 ETUDE DES TAUX DE RENOUVELLEMENT DES RESEAUX	33
2.1.1. Renouvellement des réseaux HTA	33
2.1.2. Renouvellement des réseaux BT	36
2.2 ANALYSE DES DIFFERENTS PROGRAMMES DE RENOUVELLEMENT D'EDF	40
2.2.1. Evolution des investissements sur la concession du Sy.MEG.....	40
2.2.2. Etude des différents programmes de performance et modernisation du réseau.....	41
3. SYNTHESE ET CONCLUSIONS	44

Introduction

Le Sy.MEG (Syndicat mixte d'électricité de la Guadeloupe) en tant qu'autorité organisatrice de la distribution d'énergie (le concédant), est propriétaire du réseau public de distribution d'électricité en moyenne et basse tension des 32 communes du territoire. À ce titre, le Sy.MEG délègue à EDF Archipel Guadeloupe (le concessionnaire) les missions d'exploiter et de développer le réseau électrique guadeloupéen mais aussi la mission de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente.

Le précédent contrat de concession datait de 2008 devait théoriquement arriver à échéance au terme de l'exercice 2038. Le 22 novembre 2023, EDF Archipel Guadeloupe et le Sy.MEG ont signé un nouveau contrat de concession pour le service public de la distribution d'électricité et de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente. Ce contrat est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2024. **L'exercice 2024 est donc la première année du nouveau contrat de concession.**

Cela fait suite à huit mois de discussions qui ont permis aux signataires de définir ensemble les priorités pour le développement du réseau de distribution publique d'électricité pour les trente prochaines années. En effet, le nouvel accord prend en compte les spécificités des Zones Non Interconnectées (ZNI) et les enjeux propres au territoire de la Guadeloupe comme la nécessaire résilience des réseaux aux aléas climatiques. Il inclut un schéma directeur d'investissements (SDI), décliné en programmes pluriannuels (PPI), qui priorisent les investissements pour consolider les réseaux et les adapter aux enjeux de la transition énergétique. Enrichi d'une convention dédiée à la transition énergétique, le nouveau contrat aborde ainsi les enjeux liés aux actions de maîtrise de la demande d'électricité et d'efficacité énergétique, de nouveaux usages comme l'autoconsommation et la mobilité électrique ou encore le développement de nouvelles technologies comme le stockage et les smart grids.

En tant que gestionnaire du réseau électrique, EDF a pour mission d'assurer l'exploitation, l'entretien et le développement des réseaux électriques par le raccordement de tous les clients et les producteurs tout en garantissant l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Par ailleurs, EDF fournit l'électricité aux Tarifs Réglementés de vente (TRV) aux près de 230 000 usagers de la Guadeloupe.

La mission première du Sy.MEG est de contrôler les activités confiées au concessionnaire EDF, sur le réseau électrique public. Il assure également la maîtrise d'ouvrage des travaux d'électrification rurale incluant les extensions, les renforcements, les enfouissements et la sécurisation du réseau. Il accompagne les communes volontaires pour la gestion de l'éclairage public et la mise en place des infrastructures de recharge de véhicules électriques.

A l'occasion du contrôle de concession sur l'exercice 2024, le Sy.MEG a sollicité AEC pour l'évaluation des besoins en renouvellement des ouvrages concédés à EDF.

Dans le cadre de l'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, EDF est soumis à des exigences contractuelles et réglementaires qui définissent un cadre structurant pour ses stratégies de maintenance et d'investissement. Ainsi l'article 10 du cahier des charges de concession définit les obligations du concessionnaire en matière de politiques d'investissement et de maintenance :

« Les travaux de maintenance, (...) et ceux de renouvellement, nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement (...), seront financés par le concessionnaire. »

Le présent rapport vise à examiner la cohérence et l'efficacité des politiques de renouvellement mises en œuvre par EDF afin l'amélioration de la qualité de distribution d'électricité sur la concession du Sy.MEG.

Sur la base des éléments transmis par le concessionnaire, le rapport se décomposera en deux volets principaux :

- Le premier volet croisera une analyse du patrimoine technique de la concession et une étude de l'incidentologie des ouvrages afin **d'identifier les points de vulnérabilité et de fragilité du réseau et proposer une priorisation des différents programmes de renouvellement du concessionnaire** ;
- Le second volet examinera la mise en œuvre des différentes politiques de renouvellement sur la concession, d'un point de vue technique et économique, afin **d'évaluer si les efforts consentis sont suffisants et d'identifier les principaux axes de progression.**

L'objectif est de fournir au Sy.MEG une analyse détaillée des besoins en renouvellement sur son territoire. L'évaluation de l'efficacité des efforts du concessionnaire et l'identification des principaux axes de progression permettra d'orienter les discussions stratégiques futures avec EDF, afin de garantir un service public fiable, résilient et adapté aux défis futurs.

1. Identification des points de vulnérabilité et de fragilité du réseau

1.1 Description technique du patrimoine concédé

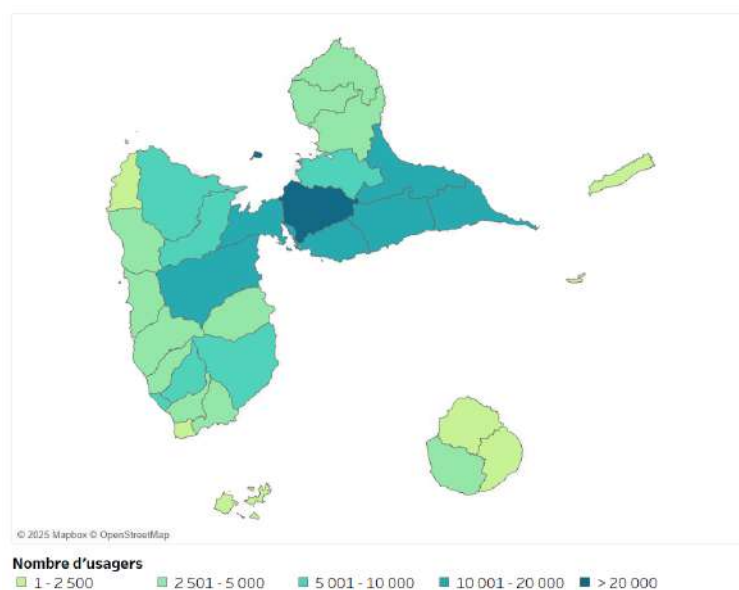
1.1.1. Périmètre de la concession du Sy.MEG

Pour rappel, le périmètre de la concession du Sy.MEG est composé de 32 communes, dont 4 sous le régime d'électrification urbaine (Les Abymes, Pointe-à-Pitre, Basse-Terre et Saint-Claude). Ces communes regroupent 227 058 usagers à fin 2024 (source base technique EDF) pour une population municipale évaluée à 384 239 habitants au 1^{er} janvier 2022 (source INSEE).



Figure 1 : Evolution du nombre d'usagers sur la concession du Sy.MEG entre 2019 et 2024, par zones FACE

La carte suivante permet de visualiser le nombre d'usagers par commune sur le territoire du Sy.MEG.



Cartographie 1 : Nombre d'usagers par commune sur le territoire du Sy.MEG à fin 2024

Les 5 communes comptant le plus d'usagers sont Les Abymes (31 751 usagers), Baie-Mahault (18 675 usagers), Le Gosier (16 965 usagers), Petit-Bourg (12 548 usagers) et Le Moule (12 529 usagers).

1.1.2. Réseau HTA

Le réseau moyenne tension (HTA) est le maillon qui relie le réseau de transport, à partir des postes sources, au réseau de distribution basse tension (BT), au niveau des postes de transformation HTA/BT. Le réseau HTA fait partie du patrimoine concédé par les collectivités et dont l'exploitation est assurée par le concessionnaire EDF.

La fiabilité de ce réseau est essentielle pour garantir la qualité du service public de distribution d'électricité. En effet, un incident ou une tension anormale sur un départ est susceptible d'affecter jusqu'à plusieurs milliers d'usagers.

Ce chapitre présente les principales caractéristiques du réseau HTA de la concession, à savoir le linéaire et les technologies employées.

1.1.2.1 Constitution du réseau HTA

Le réseau HTA de la concession du Sy.MEG présente une longueur cumulée de 2 361 km, en progression de +2,8% en 2024 (soit +64 km additionnels), et se décompose de la manière suivante.

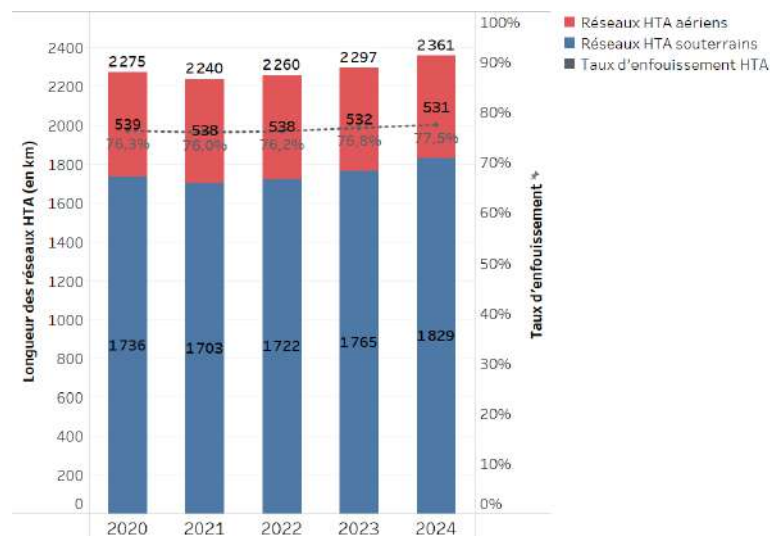


Figure 2 : Evolution du linéaire de réseaux HTA entre 2020 et 2024 sur la concession du Sy.MEG, par typologie de réseau

A fin 2024, le réseau HTA de la concession est donc majoritairement enfoui, à hauteur de 77,5%.

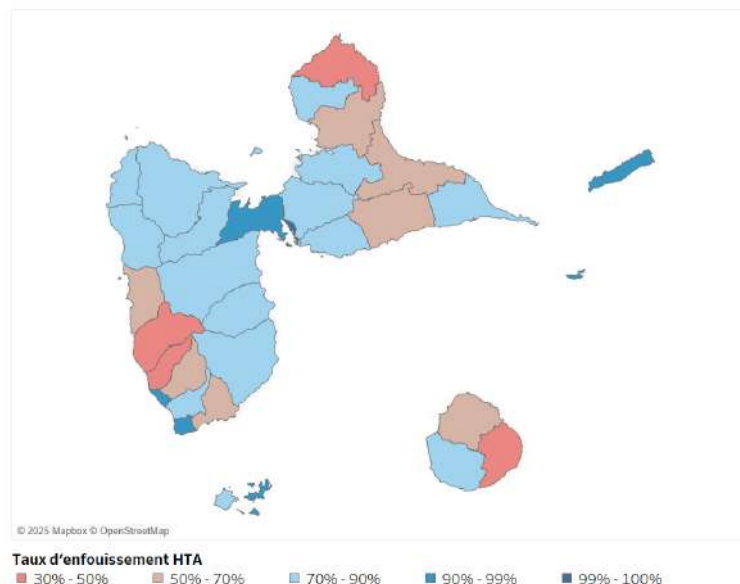
Dans le détail, le linéaire de réseaux souterrains HTA s'élève à 1 829 km et a crû de +64 km en un an (soit +3,5%), alors que le linéaire de réseaux HTA aériens a diminué de -1 km (soit -0,2%) par rapport à fin 2023 pour atteindre 531 km.

1.1.2.2 Réseau HTA souterrain

Le taux d'enfouissement HTA de la concession du Sy.MEG a augmenté de +0,7 point par rapport à l'exercice précédent pour atteindre 77,5% à fin 2024. La hausse progressive de ce taux d'enfouissement sur les derniers exercices est majoritairement portée par l'extension du réseau souterrain.

Il ressort que seules 4 communes ont un taux d'enfouissement HTA inférieur à 50% à fin 2024. Il s'agit de Baillif (41%), Capesterre-de-Marie-Galante (44%), Anse-Bertrand (44%) et Vieux-Habitants (47%).

Au contraire, la majorité des communes (21 sur 32) ont un taux d'enfouissement supérieur à 70%. En particulier, les communes de Point-à-Pitre (99%), La Désirade (98%), Basse-Terre (97%) et Baie-Mahault (95%) présentent les taux d'enfouissement les plus élevés.



Cartographie 2 : Taux d'enfouissement du réseau HTA par commune sur le territoire du Sy.MEG à fin 2024

1.1.2.3 Réseau HTA souterrain à isolation papier

Jusque dans les années 1970, l'isolation des câbles souterrains était réalisée grâce à du papier (sec ou imprégné d'huile) ; le polyéthylène est venu par la suite remplacer cette technologie.

En outre, la tenue mécanique de ces câbles souterrains à isolation papier s'altère avec leur vieillissement, notamment en milieu urbain où ils sont soumis à des contraintes physiques fréquentes : passage de camions, fouilles, engins de terrassement, etc. Du fait de ces contraintes mécaniques, l'étanchéité des câbles peut être détériorée : de fortes chaleurs peuvent ainsi occasionner la dessiccation du papier isolant, ce qui mène à la rupture électrique de l'isolant et donc du câble.

Afin de prévenir ces défauts, EDF a entrepris une campagne de renouvellement de ces câbles ; sauf urgence identifiée, EDF ne réalise pas lui-même d'ouverture de tranchée à cette seule fin, mais profite au maximum des opérations de voirie engagées par les communes.

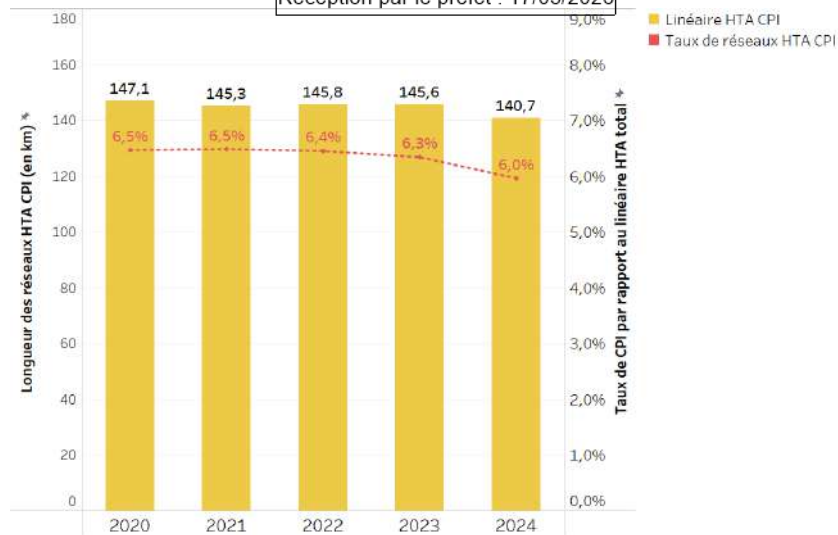


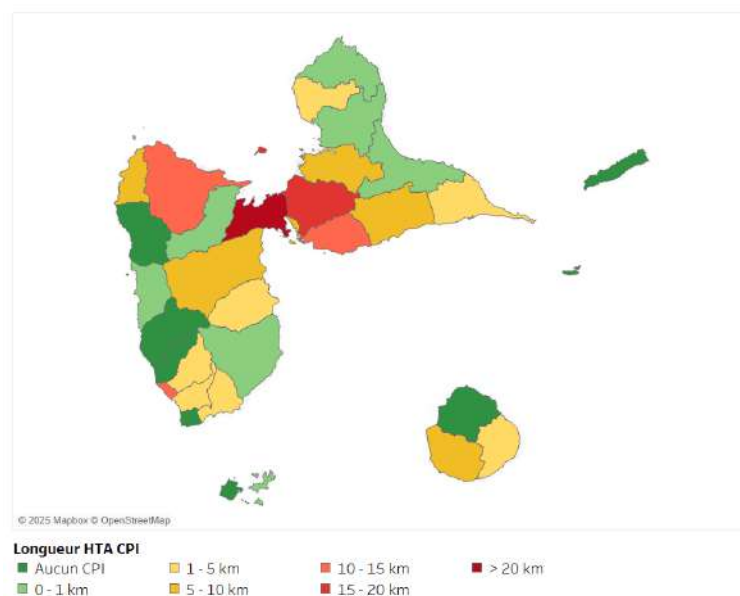
Figure 3 : Evolution du linéaire et du taux de réseaux HTA CPI entre 2020 et 2024 sur la concession du Sy.MEG

Au terme de l'exercice 2024, le réseau HTA souterrain concédé est en partie constitué de 140,7 km de linéaire de câbles papier imprégné (CPI), soit 7,7% du réseau HTA souterrain. Ramené au linéaire HTA total, le réseau HTA de type CPI représente un taux de 6,0%.

Par rapport à l'exercice 2023, le linéaire de cette technologie de câbles a diminué de -4,9 km, soit une baisse de -3,3%. Le taux de CPI par rapport au linéaire total HTA diminue donc de -0,3 point. Cette baisse représente une accélération de la résorption de cette technologie de câble, étant donné la diminution moyenne de -0,5 km par an entre 2020 et 2023.

Parmi les communes des concessions, seules 7 communes ne présentent aucun réseau HTA souterrain CPI sur leur territoire : Vieux-Habitants, Vieux-Fort, Terre-de-Bas, Saint-Louis, Pointe-Noire, La Désirade et Baillif.

Toutefois, 5 communes concentrent plus de la moitié du linéaire HTA CPI de la concession : Baie-Mahault (22,7 km, 16% du total), Les Abymes (19,1 km, 14% du total), Basse-Terre (11,7 km, 8% du total), Sainte-Rose (11,3 km, 8% du total) et Le Gosier (10,6 km, 8% du total).



Cartographie 3 : Longueur de réseau HTA CPI par commune sur le territoire du Sy.MEG à fin 2024

1.1.2.4 Réseau HTA aérien nu

À fin 2024, la concession du Sy.MEG est alimentée par un réseau HTA aérien nu long de 526 km, soit 22,3% du linéaire total. Ce type de réseau est, par nature, sujet à des défauts fugitifs qui induisent des coupures brèves, ainsi que des micro-coupures. Il est davantage touché par les incidents liés à la végétation et aux aléas climatiques.

Le linéaire de cette technologie de réseau diminue annuellement avec une baisse de -1,0 km constaté entre 2024 et 2023 et une diminution totale de -8,5 km depuis fin 2020.

En revanche, le linéaire de réseaux HTA aérien nu de plus de 40 ans augmente de +5,8 km en un an et de +19,4 km depuis 2020, mettant en lumière un vieillissement global de ces infrastructures.

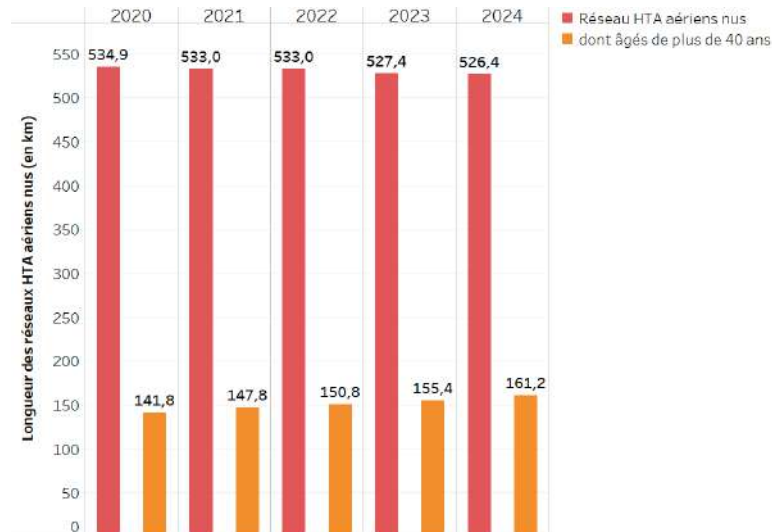


Figure 4 : Evolution du linéaire de réseaux HTA aériens nus entre 2020 et 2024 sur la concession du Sy.MEG

Par ailleurs, aucun réseau HTA aérien nu de faible section n'est recensé sur la concession du Sy.MEG.

Pour rappel, le réseau HTA aérien nu de faible section constitue la technologie de réseau HTA aérien la plus vulnérable aux agressions extérieures et en particulier celles induites par les aléas climatiques. Sont identifiées comme linéaires de faible section les technologies de câbles en aluminium (AL) et almelec (AM) de section inférieure ou égale à 22 mm² et les technologies de câbles en cuivre (CU) de section inférieure ou égale à 14 mm².

1.1.2.5 Age moyen du réseau HTA

Le réseau HTA de la concession du Sy.MEG est âgé en moyenne de 24,7 ans à fin 2024. L'âge moyen global du réseau HTA a augmenté de +0,6 an par rapport à l'exercice 2023, et a augmenté de +2,8 ans depuis 2020. Ainsi, **les efforts de renouvellement et les créations de réseaux n'ont pas permis de maintenir constant l'âge moyen des réseaux HTA, limitant simplement le vieillissement global.**

Dans le détail, l'âge moyen des réseaux aériens est plus élevé, avec 37,1 ans de moyenne, alors que l'âge moyen des réseaux souterrains s'élève à 21,2 ans à fin 2024.

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 17/03/2026

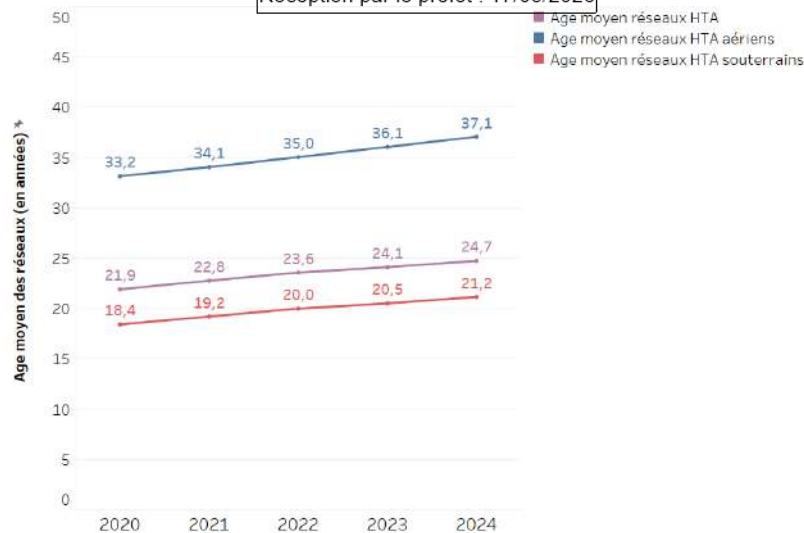


Figure 5 : Evolution de l'âge moyen des réseaux HTA de la concession du Sy.MEG, par typologie de réseau

La pyramide des âges des réseaux HTA présentée ci-dessous nous permet de constater que les mises en service de réseaux HTA se sont toujours fait majoritairement en souterrain sur le territoire de la Guadeloupe. De plus, depuis 2010, des linéaires HTA aériens ne sont plus mis en service que marginalement.

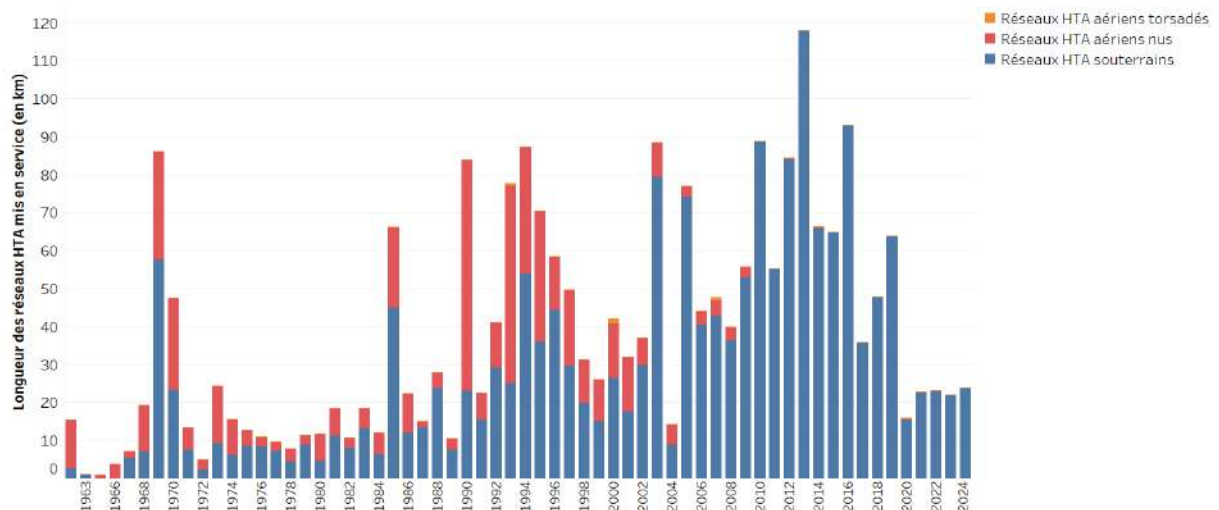
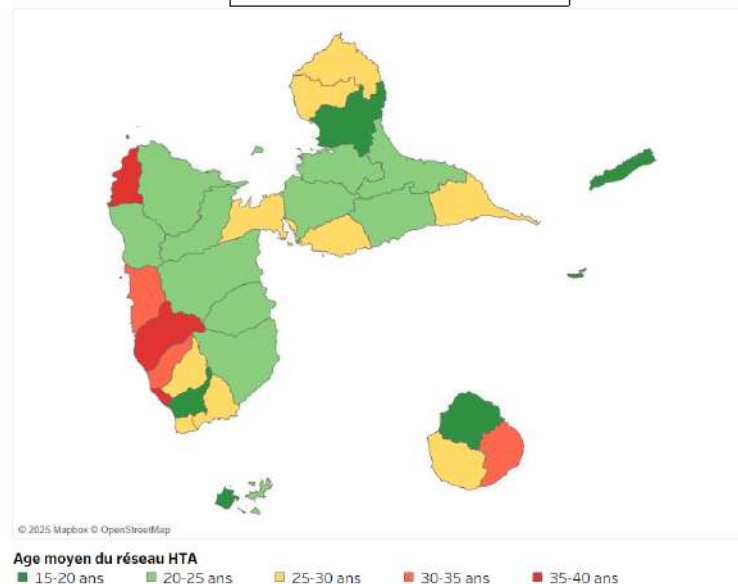


Figure 6 : pyramide des âges du réseau HTA de la concession du Sy.MEG, par typologie de réseau

Les réseaux HTA âgés de plus de 40 ans représentent un linéaire de 364 km à la maille de la concession, en augmentation de +2% par rapport à 2023. Ils représentent 15,4% du linéaire total de réseau HTA, en baisse de -0,2 point par rapport à 2022, mais en hausse de +1,6 point par rapport à 2020, ce qui corrobore le constat de vieillissement global du réseau.

Dans le détail, 3 communes du Sy.MEG présentent un réseau HTA âgé de plus de 35 ans. Il s'agit des communes de Deshaies (38,1 ans), Vieux-Habitants (35,4 ans) et Basse-Terre (35,4 ans).

A l'opposé, la commune de Saint-Louis présente le réseau le plus jeune, avec un âge moyen de 17,6 ans.



Cartographie 4 : Age moyen du réseau HTA par commune sur le territoire du Sy.MEG à fin 2024

1.1.3. Réseau BT

Le réseau basse tension (BT) relie, à partir des postes HTA/BT, le réseau HTA aux branchements qui alimentent les clients BT. Les trois principales familles technologiques utilisées dans les réseaux basse tension sont :

- *L'aérien nu : technologie la plus ancienne, qui fût à l'origine de la construction du réseau basse tension. Ce type de réseau est le plus vulnérable et le plus sensible aux agressions extérieures. Il est en voie de résorption sur l'ensemble du territoire ;*
- *Le réseau aérien torsadé : conducteur isolé, il est moins vulnérable aux agressions extérieures. Cette technologie a globalement été mise en service à partir des années soixante mais est aujourd'hui peu déployée au profit du réseau souterrain ;*
- *Le réseau souterrain : ce réseau présente un avantage en termes de qualité de fourniture et d'intégration dans l'environnement, bien que d'un coût supérieur. Cette technologie représente une part significative de pose à partir des années 80 et s'impose, depuis 20 ans, comme la plus couramment utilisée.*

1.1.3.1 Constitution du réseau BT

Au 31 décembre 2024 le réseau BT de la concession du Sy.MEG est long de 4 429 km, en progression de +1,7% par rapport à l'exercice précédent, soit +75 km additionnels. Sa décomposition est détaillée sur la figure ci-dessous.

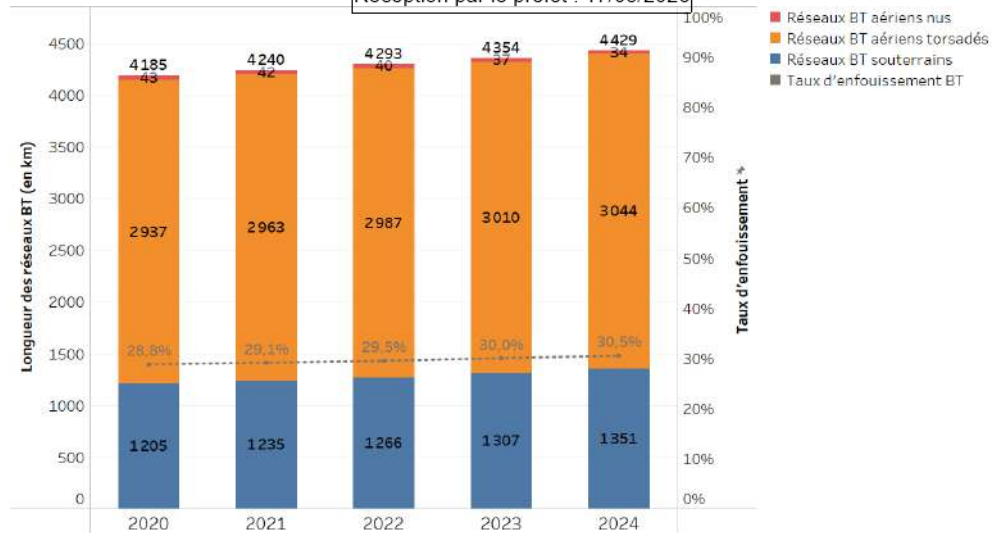


Figure 7 : Evolution du linéaire de réseaux BT entre 2020 et 2024 sur la concession du Sy.MEG, par typologie de réseau

Ainsi, le réseau BT de la concession est principalement constitué de câbles aériens torsadés et de câbles souterrains, respectivement, à hauteur de 68,7% et de 30,5%. Le linéaire de réseaux aériens torsadés est en augmentation de +1,1% par rapport à l'exercice 2023, soit une hausse de +34 km, et les câbles souterrains enregistrent une progression de +3,4% en longueur par rapport à 2023, soit +44 km en plus. La part restante concerne les réseaux BT aériens nus, à hauteur de 0,8%.

Ainsi, **le taux d'enfouissement des réseaux BT s'établit à 30,5% à fin 2024, en augmentation de +0,5 point par rapport à l'exercice 2023.**

1.1.3.2 Réseau BT aérien nu

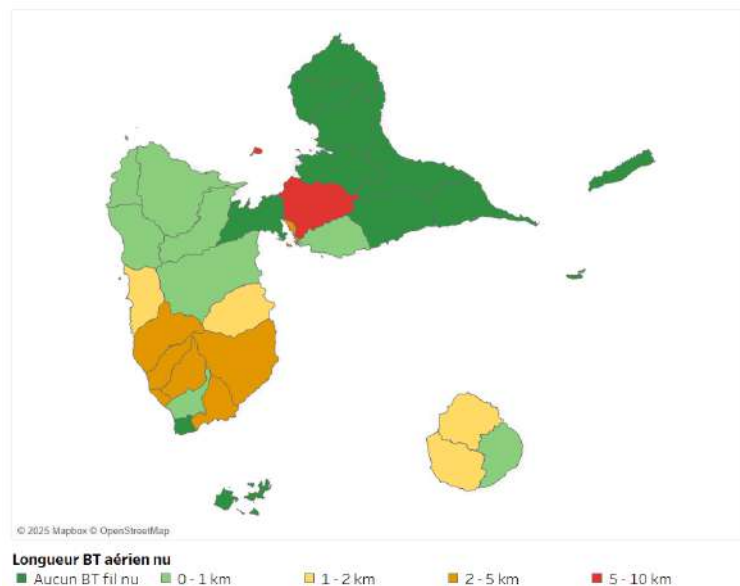
Le réseau BT de la Guadeloupe comprend 34,0 km de fils nus à fin 2024, soit 0,8% du linéaire total. Ce linéaire est en diminution de -2,9 km sur un an (soit -8%) et de -9,2 km depuis 2020 (soit -21%).

A noter que la majorité des réseaux BT fils nus sont situés en zone rurale (ER), avec 20,5 km (60%), contre 13,6 km en zone urbaine (RU). En revanche, le rythme de résorption est plus élevé en zone ER sur les derniers exercices.



Figure 8 : Evolution du linéaire de réseaux BT aériens nus entre 2020 et 2024 sur la concession du Sy.MEG, par zone FACE

La carte *infra* indique que 12 communes n'ont pas de réseaux BT fils nus sur leur territoire, et que 24 communes ont moins de 2 km de réseaux BT aériens nus sur leurs territoires. À fin 2024, seule la commune de Les Abymes recense plus de 5 km de réseaux HTA aériens nus sur son territoire, avec 5,2 km.



Cartographie 5 : Longueur de réseau BT aérien nu par commune sur le territoire du Sy.MEG à fin 2024

De plus, la concession du Sy.MEG n'est pas concernée par la présence de réseaux BT aériens nus de faible section sur son territoire.

Pour rappel, le réseau aérien nu de faible section constitue la technologie de réseau la plus vulnérable aux agressions extérieures et en particulier celles induites par les aléas climatiques. Sont identifiés comme linéaires de faible section les technologies de câbles en aluminium (AL) et almelec (AM) de section inférieure ou égale à 22 mm² et les technologies de câbles en cuivre (CU) de section inférieure ou égale à 14 mm².

1.1.3.3 Réseaux BT souterrains CPI et neutre périphérique

Le réseau BT souterrain est partiellement composé de tronçons présentant des risques accrus de coupures en raison de leurs technologies vétustes. Le réseau BT souterrain Cuivre daté de 1946, le réseau BT à isolation câble papier et le réseau BT à neutre périphérique sont les technologies les plus fragiles. Ces technologies ont été utilisées jusqu'en 1979, mais le concessionnaire n'inventorierait pas systématiquement les linéaires par technologie à l'époque. Ainsi, le stock de linéaires composé de ces technologies est donc estimé en fonction des années de pose dans les inventaires techniques.

Le concessionnaire fournit ses estimations des quantités pour chacune de ces technologies à travers un fichier annexe à l'inventaire BT. Les réseaux constitués de câbles d'ancienne génération papier imprégné (CPI) ou à neutre périphérique (NP), posés avant 1976, peuvent être estimés à partir de ce fichier et sont présents sur la concession dans les proportions présentées dans le graphique ci-dessous. A noter que le fichier détaillant les linéaires de ces technologies de câble n'a pas été transmis en 2022 et 2023, ce qui explique l'absence de ces exercices sur la figure.

A partir de ces hypothèses, les fichiers de contrôles permettent de constater que la quantité de linéaires BT vétustes et/ou réputés vulnérables était de 22,5 km en 2024, en légère hausse par rapport à 2020 et 2021 (22,4 km), ce qui s'explique vraisemblablement par une correction d'inventaire.

Ces linéaires de câbles sont relativement peu nombreux sur la concession (2% du réseau BT souterrain), l'estimation étant toutefois fragile du fait de l'absence de fiabilité des dates de pose avant 1990.

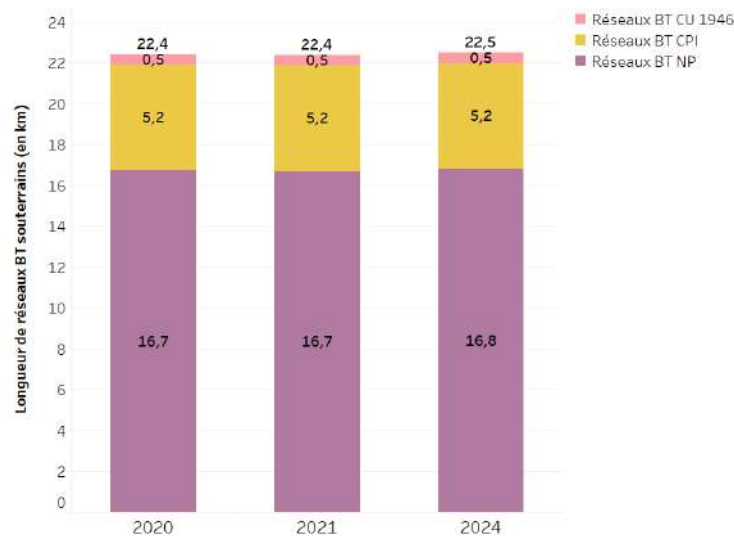


Figure 9 : Evolution des linéaires de réseaux BT CPI, NP et CU 1946 entre 2020 et 2024 sur la concession du Sy.MEG

1.1.3.4 Age moyen du réseau BT

Le réseau BT concédé par la Sy.MEG est âgé en moyenne de 26,3 ans à fin 2024. La figure suivante présente son évolution au cours des 5 derniers exercices.



Figure 10 : Evolution de l'âge moyen des réseaux BT de la concession du Sy.MEG, par typologie de réseau

Ainsi, **l'âge moyen des réseaux BT a augmenté de +0,6 an par rapport à l'exercice précédent. Les travaux réalisés en 2024 ont donc permis de limiter le vieillissement du réseau mais n'ont pas été suffisants pour entraîner un rajeunissement de l'infrastructure de distribution basse tension.**

Dans le détail, les réseaux BT aériens nus et BT aériens torsadés sont âgés, en moyenne, de respectivement 42,0 ans (+1,3 an en 2024) et 28,9 ans (+0,8 an en 2024), alors que les réseaux souterrains sont âgés de 20,2 ans

en moyenne (+0,6 an en 2024). La technologie de câbles souterrains étant généralement privilégiée lors de renouvellement ou d'extension de réseaux, le réseau BT souterrain vieillit moins vite que le réseau BT aérien.

La pyramide des âges du réseau BT de la concession est représentée sur le graphique suivant.

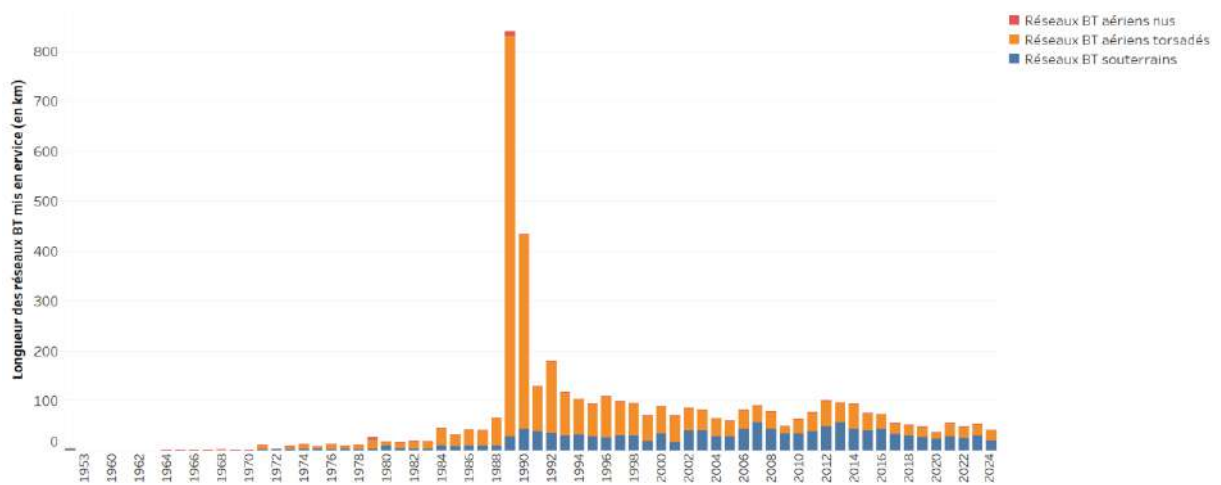
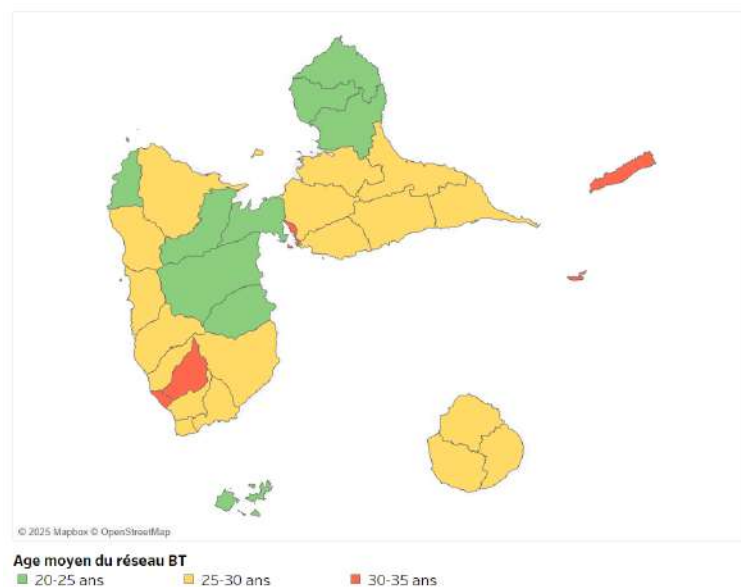


Figure 11 : Pyramide des âges du réseau BT de la concession du Sy.MEG, par typologie de réseau

A noter le pic de mise en service en 1989 et 1990, correspondant à 1 272 km de réseaux actuellement en service (29% du réseau BT), consécutif aux reconstructions du réseau après le passage de la tempête Hugo en septembre 1989.

Depuis 2006, les mises en service de réseaux BT se font majoritairement en souterrain, contribuant à l'augmentation progressive du taux d'enfouissement.



Cartographie 6 : Age moyen du réseau BT par commune sur le territoire du Sy.MEG à fin 2024

Dans le détail, à fin 2024, aucune commune n'atteint un âge moyen de 35 ans, l'âge le plus élevé étant enregistré pour la commune de La Désirade (31,6 ans).

Cependant, aucune commune non plus ne possède un réseau BT âgé en moyenne de moins de 20 ans, la commune de Terre-de-Haut présente le réseau BT le plus jeune de la concession avec un âge moyen de 23,1 ans.

1.1.4. Principaux enseignements

Le réseau HTA de la concession du Sy.MEG présente un taux d'enfouissement élevé, avec 77,5%.

Concernant les ouvrages vulnérables, le réseau HTA comprend notamment **140,7 km de câbles papier, ce qui représente 6,0% du réseau HTA**. Au contraire, le **linéaire de réseau HTA aérien nu de faible section est nul à fin 2024**.

Enfin, le réseau HTA continue de vieillir, en moyenne, en 2024. **Son âge moyen, qui s'élève à 24,7 ans, a augmenté de +0,7 an en moyenne depuis 2020, les renouvellements et créations de réseau n'ayant pas compensé le vieillissement de l'infrastructure de distribution HTA.**

Les réseaux BT de la concession sont principalement aériens torsadés (68,7%) et souterrains (30,5%). Le **taux d'enfouissement BT progresse chaque année, et enregistre une augmentation de +0,5 point par rapport à l'exercice 2023**.

Concernant les technologies de réseaux vulnérables, le **taux de fils nus n'est que de 0,8%**. De plus, la concession n'est pas concernée par la présence de réseaux BT aériens nus de faible section.

En revanche, des **réseaux BT souterrains incidentogènes, de technologies CPI, NP et CU 1946, sont encore présents en concession, à hauteur de 22,5 km à fin 2024**.

De manière similaire au réseau HTA, le réseau BT continue de vieillir progressivement, avec un âge moyen de 26,3 ans, en hausse annuelle moyenne de +0,7 ans depuis 2020. Ici aussi, **les renouvellements et créations de réseau ne permettent pas de compenser le vieillissement naturel des infrastructures BT en concession**.

1.2 Principaux éléments de continuité et qualité de fourniture

1.2.1. Durée moyenne de coupure par usager

Le critère B est l'indicateur représentant le temps de coupure moyen par usager. C'est l'élément le plus utilisé pour caractériser la continuité de fourniture. Il permet principalement de mettre en évidence la sensibilité des réseaux aux agressions extérieures, ainsi que la réactivité déployée par le concessionnaire pour réalimenter les usagers coupés et réparer les dégâts sur le réseau.

En l'occurrence, 2 types de critère B seront utilisés dans l'étude qui suit :

- Le **critère B TCC** (toutes causes confondues). D'après la délibération n°2022-19 de la Commission de régulation de l'énergie du 20 janvier 2022, portant décision sur les niveaux de dotation d'EDF SEI au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour les années 2022 à 2025 et sur le cadre de régulation associé, sont considérés comme des événements exceptionnels :
 - Les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;
 - Les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
 - Les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
 - L'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006) ;

- Les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du gestionnaire de réseau public d'électricité ;
- Les événements climatiques de type cyclonique, tempête tropicale, aléa climatique, etc. pourront être classés en incidents exceptionnels si les deux critères suivants sont simultanément vérifiés : alerte météo formalisée par la Préfecture (mise en alerte orange ou rouge) et plus de 25 % du nombre total de clients du département impactés.
- Le **critère B HIX** (hors incidents exceptionnels). Il s'agit du critère B sans les événements exceptionnels.

1.2.1.1 Critère B TCC (toutes causes confondues)

Le critère B TCC du Sy.MEG est de 465,4 minutes (7 heures 45 minutes) en 2024. Il est en diminution de -1 011,0 minutes (16 heures 51 minutes) par rapport à l'exercice précédent, mais atteint sa deuxième valeur la plus haute depuis le passage de l'Ouragan Maria en 2017.

Cette baisse est principalement liée à la diminution du temps de coupure lié à des incidents en amont de la concession. En excluant ces incidents, le critère B TCC hors amont de la concession atteint 246,4 minutes, en hausse de +8,7 minutes par rapport à 2023. Il s'agit de la deuxième valeur la plus élevée atteinte par ce critère depuis 2017, derrière 2022 (301,5 minutes).

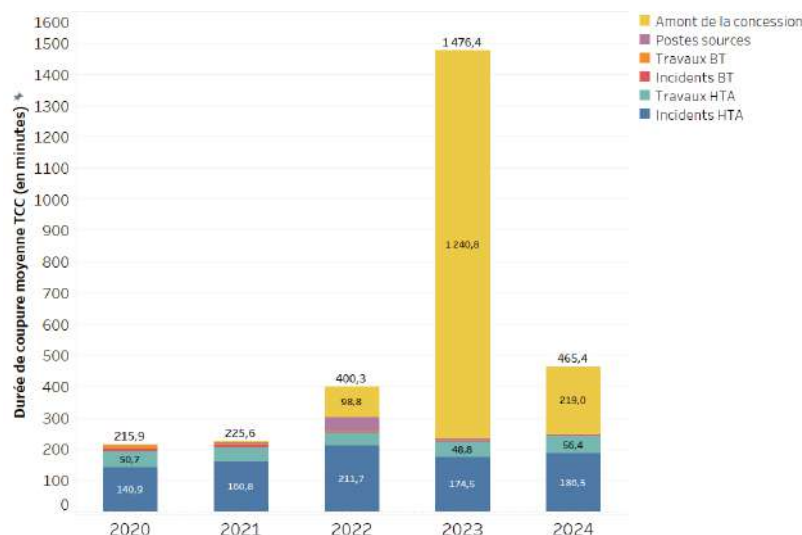


Figure 12 : Evolution du critère B TCC de la concession du Sy.MEG entre 2020 et 2024

Par ailleurs, les événements exceptionnels ont engendré une durée moyenne de coupure par usager basse tension de 126,2 minutes en 2024, la totalité étant due à des incidents de production, dont la grève du 16 septembre. A noter cependant que des incidents de relevés n'ont pas permis de comptabiliser tous les incidents de coupures liés à l'appareil productif, dont le black-out du 25 octobre. Pour rappel, des salariés grévistes d'EDF-PEI avait provoqué l'arrêt de la centrale thermique alimentant l'île, entraînant une coupure généralisée d'électricité affectant l'ensemble du territoire de la Guadeloupe. Ce n'est qu'après environ 9 heures que le réseau électrique a pu être réinitialisé. Les usagers ont ensuite été progressivement réalimentés, plus de 24 heures après le début de l'incident pour certains. **Le temps de coupure moyen par usager du Sy.MEG est donc très largement sous-estimé pour 2024.**

Ainsi, les événements exceptionnels de l'exercice 2024 ont représenté 27% du critère B TCC de la concession. Sur la période 2020-2024, cette proportion atteint 47%, portée par les coupures exceptionnelles de 2023. Pour

rappel, des grèves sur les appareils de production avaient causés plus de 1 200 minutes (20 heures) de coupures exceptionnelles en 2023.

*Remarque : Comme évoqué lors des 2 derniers audits sur site, il est capital que le critère B soit présenté selon sa définition prévue par la CRE, dans un souci d'équité entre les concessions d'EDF SEI, et également pour garantir les comparaisons aux objectifs. Notamment, **les coupures relatives à la production (délestage ou grève de la production) doivent être exclues des critères B HIX et TCC** (pour rappel, EDF inclue les incidents de production dans la valeur du critère B TCC présentée, mais pas dans la valeur du critère B HIX).*

Interpelé à ce sujet en question complémentaire au contrôle, le concessionnaire a indiqué que la demande était en cours d'instruction au sein d'EDF SEI pour le CRAC 2025.

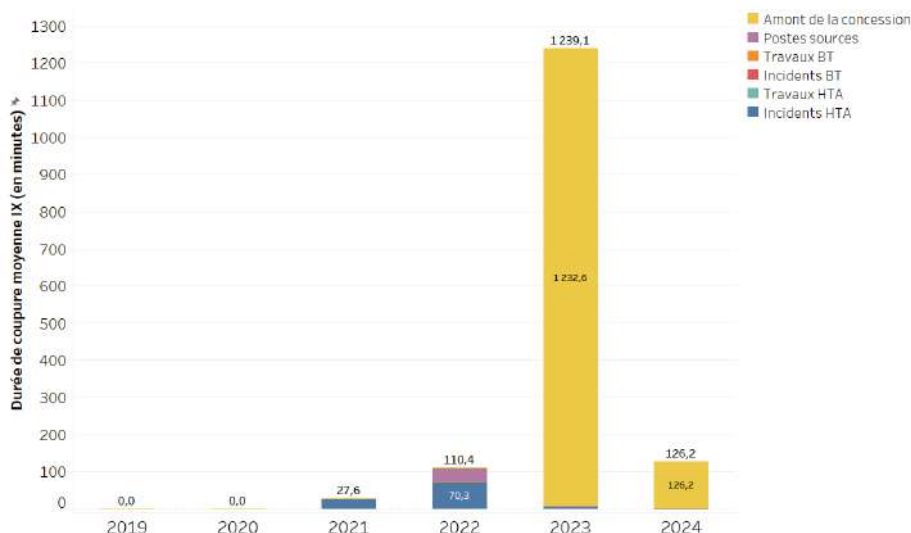


Figure 13 : Evolution du critère B IX de la concession du Sy.MEG entre 2020 et 2024

1.2.1.2 Critère B HIX (hors incidents exceptionnels)

Le critère B HIX du Sy.MEG est de 339,2 minutes en 2024. Il est en augmentation par rapport à l'exercice précédent (+101,9 minutes), soit un bond de +43%. Du point de vue de cet indicateur, l'exercice 2024 est le deuxième moins bon en termes de continuité de fourniture depuis au moins 2014.

De plus, **le critère B HIX hors amont de la concession s'élève à 246,2 min**, soit sa valeur la plus élevée sur les 10 derniers exercices. Alors que cet indicateur se situait entre 180 et 220 minutes sur la période 2017-2022, il augmente pour la deuxième année consécutive. **Pour rappel, la délibération n°2022-19 de la Commission de régulation de l'énergie du 20 janvier 2022 fixe, dans le cadre de la régulation incitative du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour les années 2022 à 2025, à EDF SEI un objectif de référence de 220,2 minutes pour le critère B HIX hors amont de la concession sur l'ensemble des territoires où il est gestionnaire du réseau. Ainsi, il apparaît que la Guadeloupe est un territoire en écart en termes de continuité de fourniture.**

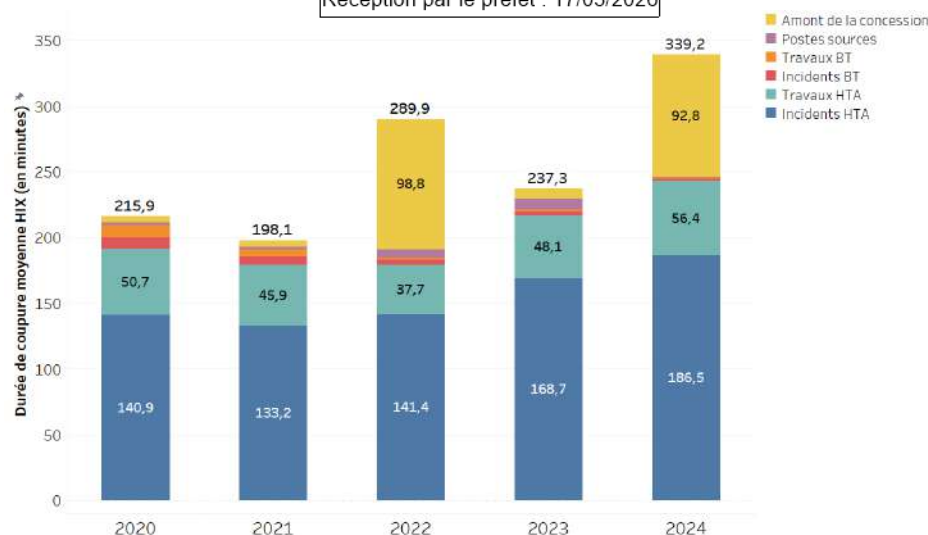


Figure 14 : Evolution du critère B HIX de la concession du Sy.MEG entre 2020 et 2024

En l'occurrence, **les incidents HTA sont la première cause du critère B HIX hors amont de la concession. En 2024, ils représentent une part de 76% de la valeur de l'indicateur**, contre 71% en moyenne sur la période 2020-2023. En valeur absolue, le critère B sur incidents HTA s'élève à 186,5 minutes et a augmenté de +17,8 minutes par rapport à l'exercice 2023.

La part des travaux HTA dans le critère B HIX hors amont de la concession de l'exercice 2024 est de 23%, soit un niveau similaire à la moyenne 2019-2022 (22%). De plus, en valeur absolue, **le critère B sur travaux HTA s'élève à 56,4 minutes en 2024** et a augmenté de +8,3 minutes par rapport à l'exercice 2023.

Les incidents et les travaux BT représentent chacun moins de 1% du total en 2024. Le critère B sur incidents BT atteint 1,9 minute alors que le critère B sur travaux BT s'élève à 1,3 minute.

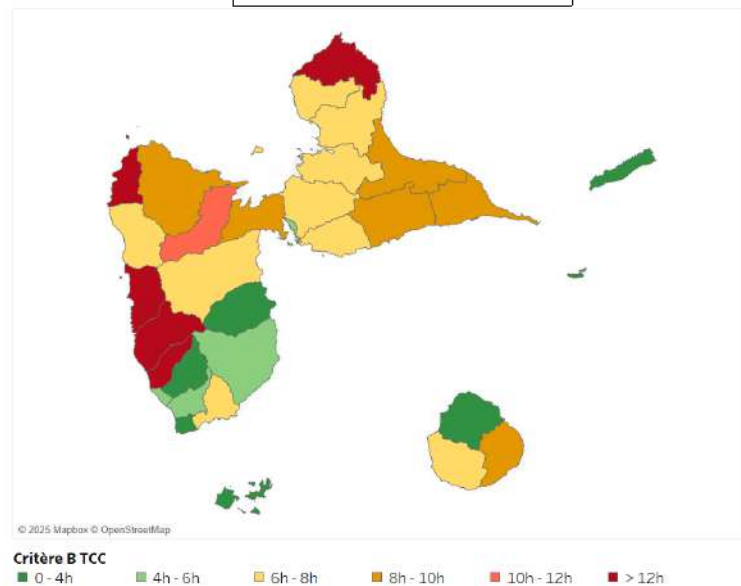
La portion amont de la concession relative les postes sources a enregistré un temps moyen de coupure de 0,4 minute en 2024, représentant également moins de 1% du total.

1.2.1.3 Cartographie locale

La carte ci-dessous présente les temps de coupure moyens toutes causes confondues par usager sur le territoire de la Guadeloupe pour l'exercice 2024. A noter que les résultats sur une seule année d'une commune ne peuvent être utilisés en absolu pour évaluer la continuité de fourniture ; seules des analyses de moyennes sur plusieurs années le permettent. A cette fin, la cartographie 8 indique les valeurs moyennes sur la période 2022-2024.

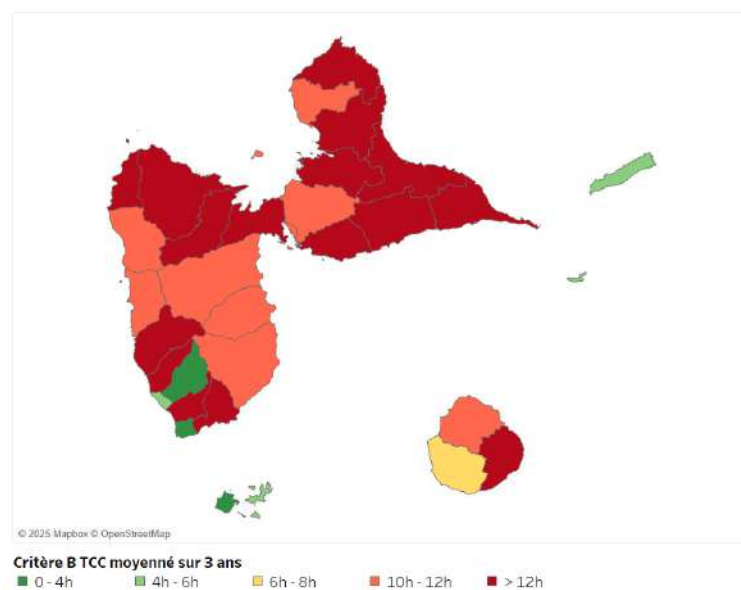
Le critère B TCC est variable d'une commune à l'autre. En l'occurrence, sur l'exercice 2024, 7 communes ont un critère B TCC inférieur à 4 heures : Goyave (240 minutes), Saint-Louis (207 minutes), Saint-Claude (205 minutes), Terre-de-Haut (154 minutes), Terre-de-Bas (125 minutes), La Désirade (64 minutes) et Vieux-Fort (64 minutes).

A contrario, 5 communes présentent un critère B TCC de plus de 12 heures en 2024 : Deshaies (938 minutes), Anse-Bertrand (905 minutes), Baillif (763 minutes), Vieux-Habitants (734 minutes) et Bouillante (729 minutes).



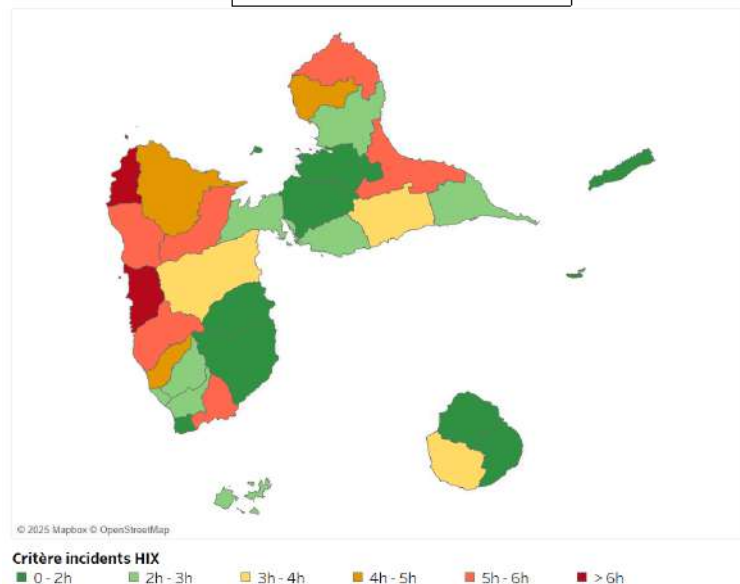
Cartographie 7 : Critère B TCC par commune sur le territoire du Sy.MEG en 2024

Sur la période 2022-2024, la majorité des communes (25 sur 32) présentent un critère B TCC moyen très dégradé supérieur à 10 heures. Les communes de Vieux-Fort (110 minutes), Terre-de-Bas (212 minutes) et Saint-Claude (238 minutes) se distinguent positivement, avec des critère B TCC inférieurs à 4h.



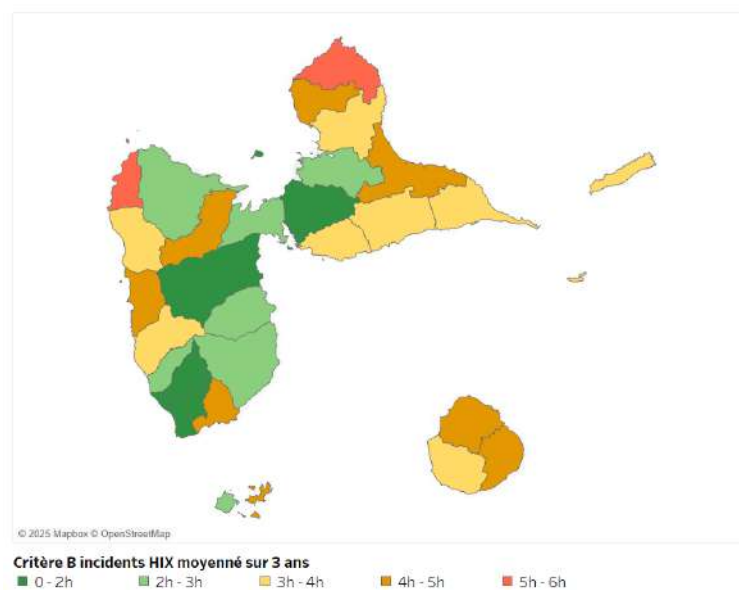
Cartographie 8 : Critère B TCC par commune sur le territoire du Sy.MEG, moyenné sur la période 2022-2024

Les cartographies suivantes illustrent les valeurs communales du critère B incidents (HTA et BT) HIX, la cartographie 9 présentant les valeurs prises sur l'exercice 2024 et la cartographie 10 permettant de visualiser les valeurs moyennes sur la période 2022-2024



Cartographie 9 : Critère B incidents HIX par commune sur le territoire du Sy.MEG en 2024

Sur la période 2022-2024, les communes en écart avec des critère B sur incidents HTA HIX élevés sont réparties sur tout le territoire du département. En particulier 10 communes (sur 32) sont touchées par un critère B incidents HIX supérieur à 240 minutes en moyenne sur les 3 derniers exercices.



Cartographie 10 : Critère B incidents HIX par commune sur le territoire du Sy.MEG, moyenné sur la période 2022-2024

1.2.2. Analyse des incidents HTA

Le présent chapitre présente le détail des causes et des sièges des incidents HIX sur les réseaux HTA à la maille de la concession pour la période 2020-2024.

Les causes répertoriées dans les fichiers transmis par EDF ont été classées dans six catégories distinctes : « climatique », « défaillance des ouvrages », « exploitation », « tiers », « autres » et « inconnue ».

La catégorie « autres » pour la partie HTA regroupe principalement les incidents qui n'ont pas été localisés car directement « éliminés sans dégât avec manœuvre manuelle ou OMT » et, dans une moindre mesure, des

incidents HTA avec siège sur réseau BT, sur poste source ou un autre point d'alimentation, sur poste HTA/HTA ou encore sur autotransformateurs.

Les sièges HTA répertoriés dans les fichiers transmis par EDF ont été classés dans huit catégories distinctes : 3 catégories pour l'aérien (ligne, support, accessoire), 1 catégorie pour les postes HTA/BT, 2 catégories pour le souterrain (CPI et synthétique), une catégorie « autres » et une dernière catégorie « inconnu ».

1.2.2.1 Taux d'incidents HTA pour 100 kilomètres de réseau

Le taux global d'incidents HTA hors incidents exceptionnels du Sy.MEG est de 15,2 inc./100 km en 2024. Cet indicateur suit une tendance à la hausse sur les derniers exercices, augmentant de +2,7 inc./100 km en 3 ans et de +3,8 inc./100 km en 7 ans

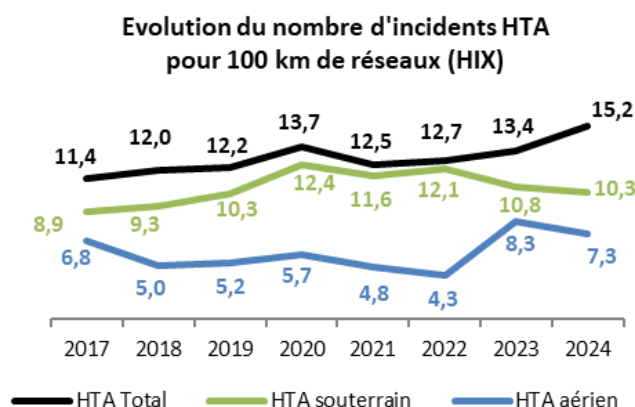


Figure 15 : Evolution du nombre d'incidents HTA HIX pour 100 km de réseau sur la concession du Sy.MEG, par typologie de réseau

Après avoir atteint son point haut sur les 10 derniers exercices en 2023 avec 8,3 inc./100 km, le taux d'incidents sur le réseau HTA aérien diminue en 2024 et s'élève désormais à 7,3 inc./100 km, valeur qui demeure élevée par rapport à l'historique. De plus, il apparaît que le réseau HTA aérien de la Guadeloupe serait moins incidentogène que son réseau HTA souterrain. En effet, le taux d'incidents pour le réseau souterrain est très élevé avec 10,3 inc./100 km en 2024. Cette valeur diminue néanmoins progressivement depuis le point haut de 2020, avec 12,4 inc./100 km.

1.2.2.2 Impact de l'âge des réseaux HTA sur leur incidentologie

Il convient désormais d'évaluer l'impact du vieillissement des réseaux HTA du Sy.MEG sur leur incidentologie.

Ainsi, les graphiques ci-dessous illustrent l'évolution du taux d'incidents HTA pour 100 km de réseau, en fonction de l'âge moyen des linéaires des départs HTA, pour l'exercice 2024.

Des classes d'âge ont été définies par typologie de réseaux, chaque départ HTA étant rattaché à la classe correspondant à l'âge moyen de ses linéaires aériens ou souterrains. La totalité des linéaires de chaque départ est ainsi comptabilisé dans la classe d'âge correspondante.

Cette méthodologie présente toutefois certaines limites. En particulier, l'ensemble des tronçons d'un départ HTA est assimilé à l'âge moyen des réseaux de ce départ, ce qui peut induire des biais d'analyse. Cette contrainte résulte du niveau de granularité des données mises à disposition par EDF. En effet, le fichier ETINC 18, qui recense les interruptions longues sur chaque concession, est structuré à l'échelle du départ HTA, ou du poste HTA/BT et de la commune, sans permettre une analyse plus fine à l'échelle des tronçons. Néanmoins,

cette approche constitue une première évaluation qualitative pertinente de l'impact du vieillissement des réseaux sur la continuité de fourniture.

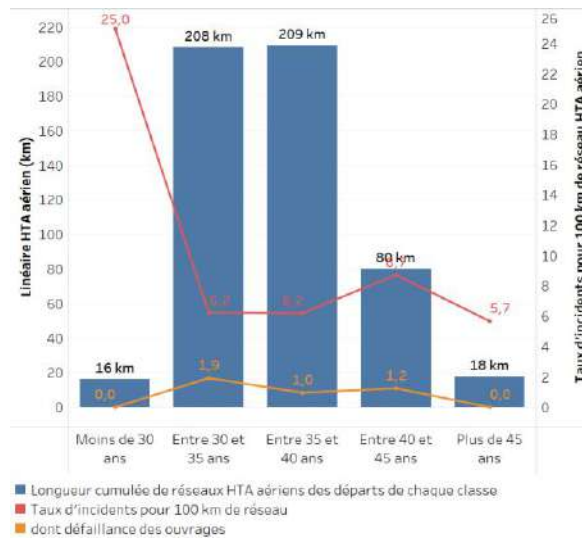


Figure 16 : Corrélation entre l'âge moyen des réseaux HTA aériens des départs et les taux d'incidents HIX (tous types confondus, et pour défaillances matérielles des ouvrages) sur la concession du Sy.MEG en 2024

D'après les résultats de l'analyse décrite ci-dessus, l'âge des réseaux HTA aériens ne semble pas avoir un impact sur leur incidentologie à l'échelle de la concession du Sy.MEG en 2024. Ces résultats devront néanmoins être validés par des analyses sur des échantillons de données plus conséquents.

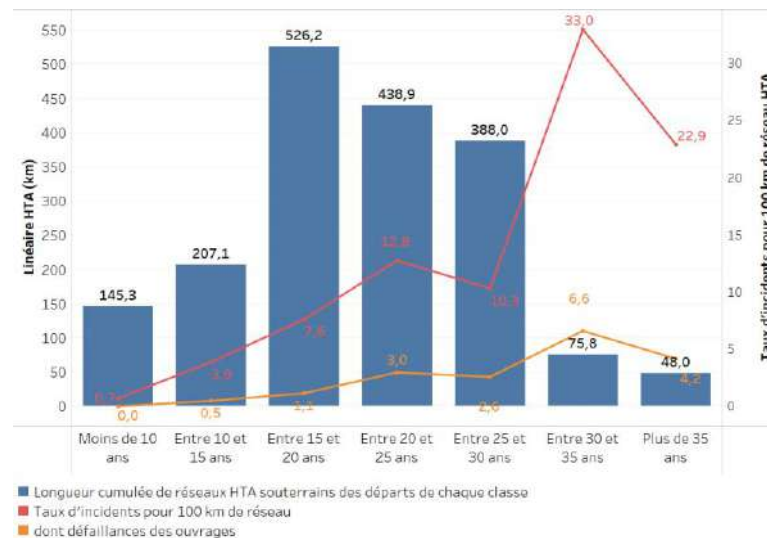


Figure 17 : Corrélation entre l'âge moyen des réseaux HTA souterrains des départs et les taux d'incidents HIX (tous types confondus, et pour défaillances matérielles des ouvrages) sur la concession du Sy.MEG en 2024

En revanche, la figure 17 semble mettre en évidence que le taux d'incidents HTA souterrains et le taux de défaillances des ouvrages souterrains pour 100 km de réseaux augmentent pour les départs plus âgés. Là aussi, ces résultats devront être validés par des études quantitatives regroupant plus de données.

1.2.2.3 Causes des incidents HTA

Le nombre d'incidents HTA (hors incidents exceptionnels) sur la concession du Sy.MEG s'élève à 360 en 2024, en augmentation de +17% par rapport à l'exercice précédent et atteint sa valeur la plus élevée sur les 5 derniers exercices.

En 2024 comme lors des années précédentes, la cause de la majorité des incidents HTA demeure inconnue. Ainsi, en 2024, 227 incidents HTA, soit 63% du total, n'ont pas de cause connue. Cette proportion d'incidents s'inscrit dans ce qui est observé entre 2020 et 2023, avec 60% d'incidents HTA à cause inconnue. Cela limitera la pertinence des analyses réalisées sur les causes des incidents sur le réseau HTA.

Lors de chaque exercice entre 2020 et 2024, la principale catégorie de causes connues d'incidents HTA est la défaillance d'ouvrages, avec 29% des incidents HTA sur cette période. En outre, le volume annuel d'incidents HTA HIX pour défaillance d'ouvrages est stable sur la période, oscillant entre 59 et 77, et s'élève à 68 incidents en 2024.

La seconde catégorie de causes connues d'incidents HTA est les incidents causés par des tiers, à hauteur de 13% du nombre total d'incidents sur la période. Le nombre d'incidents HTA causés par des tiers est stable sur la période, à environ 30 incidents par an.

La troisième catégorie est représentée par les incidents d'origine climatique, dont l'occurrence la plus élevée est atteinte en 2024, avec 21 incidents.

Le nombre d'incidents HTA liés à l'exploitation est peu élevé (8 incidents en 2024) et ne dépasse jamais 10 incidents sur les cinq derniers exercices.



Figure 18 : Evolution du nombre d'incidents HTA HIX sur la concession du Sy.MEG entre 2020 et 2024, par causes d'incidents

1.2.2.4 Sièges des incidents HTA

La principale catégorie de sièges d'incidents HTA HIX sur la concession du Sy.MEG est relative aux réseaux souterrains, à hauteur de 53% des incidents en 2024 (189 incidents, réseaux souterrains synthétiques et CPI confondus). Dans le détail, les incidents sur cette typologie de réseaux sont majoritairement localisés sur les câbles souterrains synthétiques, avec 178 incidents contre 11 incidents sur les réseaux HTA CPI en 2024. Ces nombres d'aléas s'inscrivent dans les moyennes annuelles observées sur la période 2020-2023 (187 incidents sur les réseaux synthétiques et 15 incidents sur les réseaux CPI). Sur cette période, les réseaux HTA souterrains

totalisent 65% des incidents (5% pour les CPI), alors que le taux d'enfouissement HTA moyen est de 76,6% (taux de CPI moyen de 6,3%).

Les réseaux aériens (accessoires, lignes et supports confondus) représentent la seconde famille de sièges d'incidents HTA en 2024 (11% du total). En outre, les incidents sur cette typologie de réseaux sont majoritairement localisés sur les accessoires, avec 24 incidents contre 12 sur les lignes et 3 sur les supports. Ces aléas s'inscrivent au niveau de la moyenne annuelle observée sur la période 2019-2022 (31 incidents par an).

Viennent ensuite les incidents sur les postes HTA/BT (33 incidents, 9% des incidents).

Par ailleurs, un nombre grandissant d'incidents HTA HIX n'a pas de siège connu, ce qui est préoccupant pour la bonne évaluation de l'incidentologie du réseau. En effet, alors que le nombre d'incidents à siège inconnu étant inférieur à 5 entre 2020 et 2022, il passe à 13 en 2023 et à 50 en 2024.

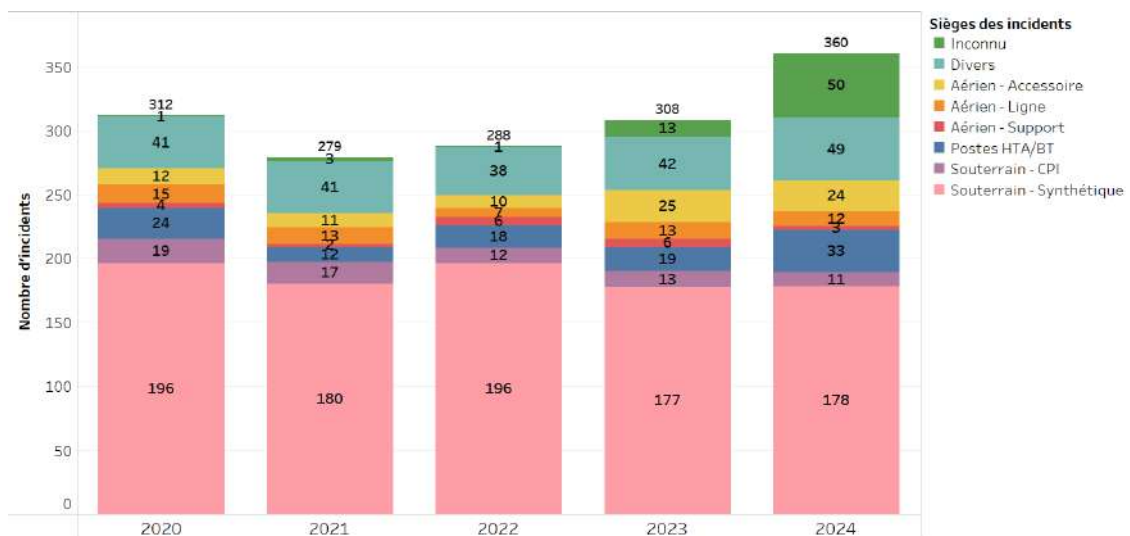


Figure 19 : Evolution du nombre d'incidents HTA HIX sur la concession du Sy.MEG entre 2020 et 2024, par siège d'incidents

1.2.2.5 Croisement des sièges et des causes des incidents HTA

L'analyse croisée des sièges et des causes de coupures en termes de nombre d'incidents HTA est présentée sur la période 2020-2024 dans le tableau suivant.

Sur la période étudiée, il en ressort que le réseau souterrain (synthétique et CPI) comptabilise 65% du nombre de coupures, alors que le réseau aérien (ligne, accessoire et support confondus) subit 10% des coupures.

La défaillance des ouvrages est la principale famille de causes connues d'incidents HTA avec 22% du nombre de coupures, soulignant une certaine fragilité des ouvrages HTA.

Ainsi, il est possible d'identifier certaines typologies d'incidents (causes et sièges connus) qui impactent significativement le nombre d'incidents HTA sur la période 2020-2024 :

- Les défaillances d'ouvrages sur les câbles souterrains synthétiques (14% du nombre incidents HTA sur les 5 derniers exercices) ;
- Les incidents causés par des tiers sur les câbles souterrains (7% du nombre incidents HTA sur les 5 derniers exercices) ;
- Les défaillances d'ouvrages sur les câbles souterrains CPI (3% du nombre incidents HTA sur les 5 derniers exercices) ;

- Les défaillances d'ouvrages sur les accessoires des réseaux HTA aériens (3% du nombre incidents HTA sur les 5 derniers exercices) ;

	Aérien			Poste	Souterrain		Divers	Inconnue	Total général
	Accessoires	Lignes	Supports	Autres	Papier	Synthétique	Autres	Autres	
Climatique	12 1%	25 2%	4 0%	4 0%		7 0%	16 1%	1 0%	69 4%
Défaillance des ouvrages	40 3%	2 0%	4 0%	22 1%	52 3%	210 14%	2 0%	11 1%	343 22%
Exploitation	2 0%	14 1%				1 0%		5 0%	22 1%
Tiers	6 0%	8 1%	11 1%	14 1%	5 0%	107 7%	1 0%	2 0%	154 10%
Autres, Inconnue	22 1%	11 1%	2 0%	66 4%	15 1%	602 39%	192 12%	49 3%	959 62%
Total	82 5%	60 4%	21 1%	106 7%	72 5%	927 60%	211 14%	68 4%	1 547 100%

Tableau 1 : Croisement causes vs sièges des incidents HTA HIX en termes de nombre d'incidents pour la période 2020-2024, sur la concession du Sy.MEG

Dans le tableau suivant, l'analyse croisée des sièges et des causes de coupures est faite à partir de l'indicateur critère B. Cette analyse permet d'évaluer la contribution au temps de coupure de chaque siège et de chaque cause.

	Aérien			Poste	Souterrain		Divers	Inconnue	Total général
	Accessoires	Lignes	Supports	Autres	Papier	Synthétique	Autres	Autres	
Climatique	1,9 1%	4,3 3%	0,8 1%	1,0 1%		2,3 2%	1,4 1%	0,0 0%	11,8 8%
Défaillance des ouvrages	5,6 4%	0,1 0%	0,5 0%	3,1 2%	2,0 1%	19,7 13%	0,2 0%	0,3 0%	31,4 20%
Exploitation	0,1 0%	1,4 1%				0,1 0%		0,2 0%	1,8 1%
Tiers	1,2 1%	0,9 1%	2,0 1%	0,9 1%	0,7 0%	11,5 7%	0,1 0%	0,0 0%	17,3 11%
Autres, Inconnue	3,7 2%	3,2 2%	0,1 0%	8,9 6%	0,4 0%	60,5 39%	10,9 7%	4,5 3%	92,2 60%
Total	12,6 8%	9,8 6%	3,5 2%	13,9 9%	3,2 2%	94,1 61%	12,4 8%	5,0 3%	154,4 100%

Tableau 2 : Croisement causes vs sièges des incidents HTA HIX en termes de temps de coupure par usager pour la période 2020-2024, sur la concession du Sy.MEG

L'analyse croisée des sièges et des causes d'incidents HTA sur la période 2020-2024 pour la concession du Sy.MEG fait ressortir que le réseau souterrain est le siège de 63% du temps de coupure. Tous sièges confondus, les défaillances d'ouvrages sont la principale famille de causes connues avec 20% du temps de coupure.

Cette analyse croisée détaillée des sièges et des causes d'incidents HTA permet d'identifier certaines typologies d'incidents qui contribuent significativement au critère B incidents HTA du Sy.MEG :

- Les défaillances d'ouvrages localisées sur les réseaux souterrains synthétiques (13% de la répartition moyenne du critère B HIX incidents HTA sur les 5 derniers exercices) ;
- Les incidents causés par des tiers sur les réseaux souterrains synthétiques (7%) ;
- Les défaillances des ouvrages sur les accessoires du réseau HTA aérien (4%) ;
- Les incidents d'origine climatiques localisés sur les lignes aériennes (3%).

1.2.3. Analyse des incidents BT

Cette section présente le détail des causes et des sièges des incidents HIX sur les réseaux BT du Sy.MEG pour la période 2020-2024.

Les causes répertoriées dans les fichiers transmis par EDF ont été classées dans six catégories distinctes : climatique, défaillance des ouvrages, tiers, exploitation, autres et inconnue.

La catégorie « Autres » pour la partie BT regroupe les incidents localisés au niveau des branchements ainsi que les incidents qui n'ont pas été localisés car directement « éliminés sans dégât avec manœuvre manuelle ».

Les sièges BT répertoriés dans les fichiers transmis par EDF ont été classés dans six catégories distinctes : aérien torsadé, aérien nu, poste HTA/BT, souterrain, autres et inconnu.

1.2.3.1 Taux d'incidents BT pour 100 kilomètres de réseau

La figure *infra* présente les taux d'incidents calculés par type de linéaires pour 100 km des réseaux BT.

Le taux d'incidents BT global sur la concession est en baisse en 2024, par rapport à l'exercice précédent et en tendance, passant de 9,3 inc./100 km en 2020 à 2,8 inc./100 km en 2023 et 1,9 inc./100 km en 2024.

S'élevant à 14,7 inc./100 km en 2024, le taux d'incidents sur le réseau BT aérien nu retrouve un niveau similaire à celui de 2022 après une année sans incident sur cette typologie de réseau.

Les taux d'incidents sur les réseaux BT torsadés et BT souterrains suivent la même tendance que le taux d'incidents global, et s'élèvent en 2024 à respectivement 1,9 inc./100 km et 1,3 inc./100 km.

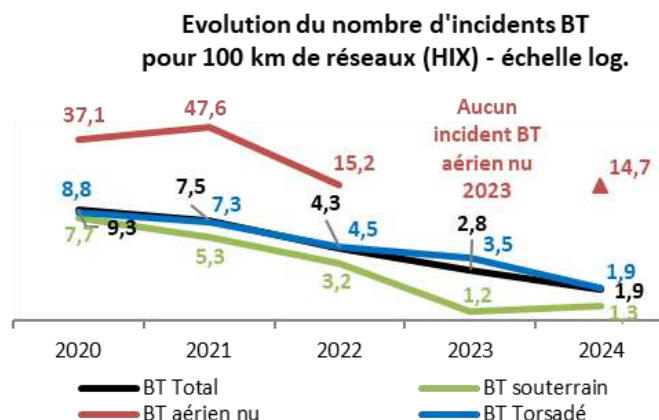


Figure 20 : Evolution du nombre d'incidents BT HIX pour 100 km de réseau sur la concession du Sy.MEG, par typologie de réseau

1.2.3.2 Causes des incidents BT

Le nombre d'incidents BT (hors incidents exceptionnels) s'élève à 83 en 2024, en nette diminution de -35% par rapport à l'exercice précédent (123 incidents BT en 2023). Sur les 5 derniers exercices on observe une tendance très marquée à la baisse du nombre d'incidents sur le réseau BT, qui a été divisé par 4 depuis 2020.

La part la plus significative des incidents BT provient des défaillances de matériel (pour 47% en 2024). C'est également le cas sur les exercices 2020 à 2022 (voir figure suivante). Dans le détail, les incidents pour défaillance d'ouvrages sont au nombre de 39 en 2023. Ils ont diminué de -15% en volume par rapport à l'exercice précédent.

Les incidents d'exploitation sont la seconde cause d'aléas en 2024 (40% du nombre d'incidents BT). En volume, ils ont également diminué, passant de 70 incidents en 2023 à 33 incidents en 2024.

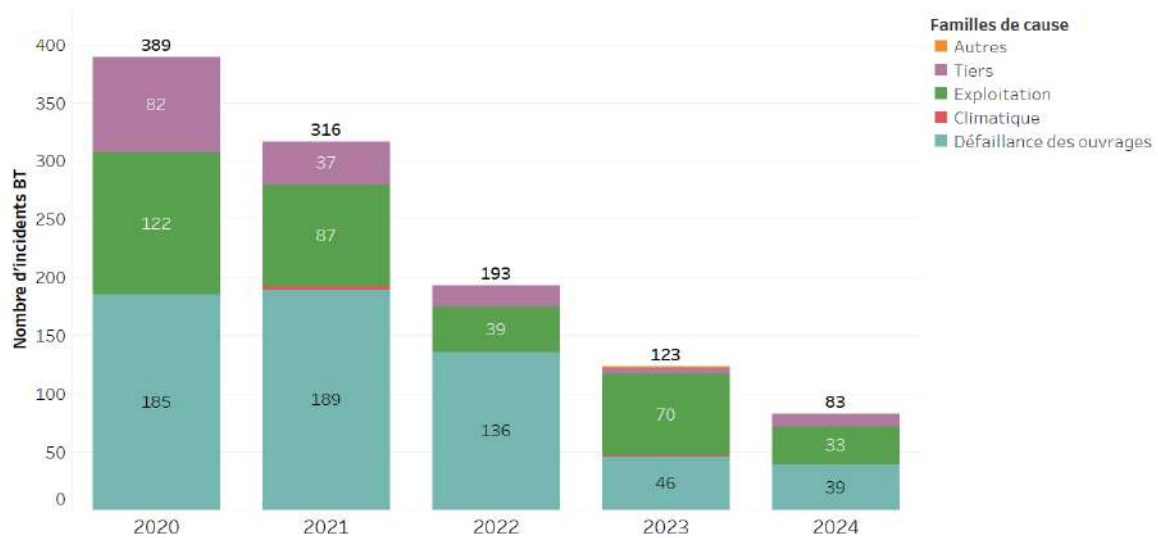


Figure 21 : Evolution du nombre d'incidents BT HIX sur la concession du Sy.MEG entre 2020 et 2024, par causes d'incidents

1.2.3.3 Sièges des incidents BT

Les réseaux aériens sont le siège principal des incidents BT survenus sur la concession du Sy.MEG en 2024, avec 76% du nombre total d'incidents. Sur les 63 incidents ayant touché le réseau BT aérien en 2024, 56 ont pour siège le réseau BT aérien torsadé, 5 ont pour siège le réseau aérien nu, et 2 sont localisés sur le réseau aérien sans précision de la technologie. A noter que le nombre d'incidents aériens a toujours représenté une majorité des incidents BT HIX sur les 5 derniers exercices

Viennent ensuite les incidents sur les réseaux BT souterrains (18 incidents en 2024, soit 22% du total). En nombre, les incidents BT souterrains ont également largement diminué depuis 2020.

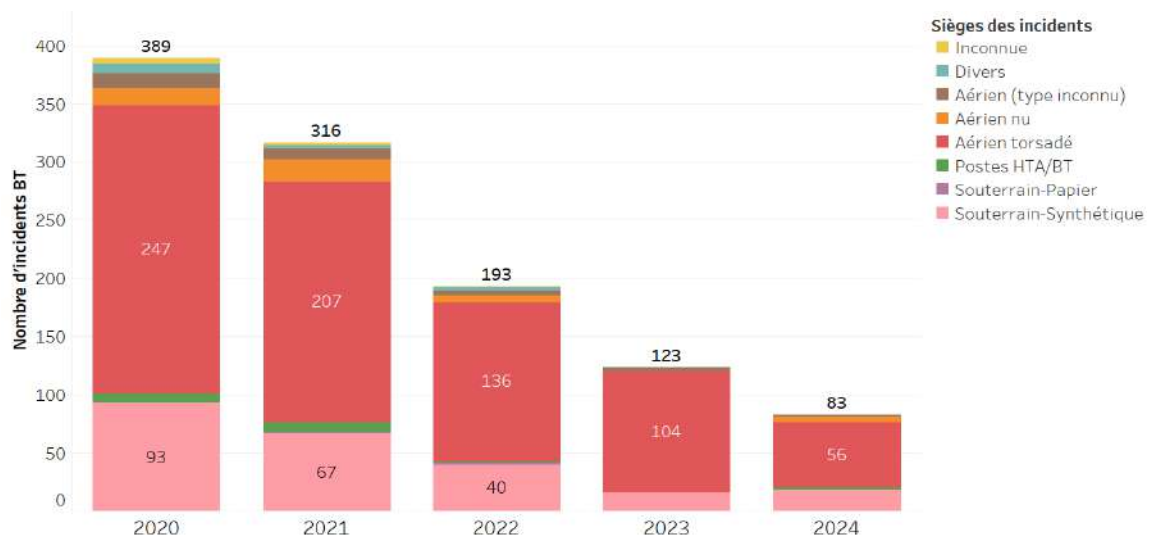


Figure 22 : Evolution du nombre d'incidents BT HIX sur la concession du Sy.MEG entre 2020 et 2024, par sièges d'incidents

1.2.3.4 Croisement sièges et causes des incidents BT

Le tableau suivant présente l'analyse croisée des sièges et des causes de coupures en termes de nombre d'incidents BT sur la période 2020-2024.

Famille	Aérien (type non défini)	Aérien nu	Aérien torsadé	Souterrain		Divers	Inconnue	Poste HTA/BT	Total général
				Synthétique	Papier				
Climatique	1 0%	1 0%	1 0%			1 0%			4 0%
Défaillance des ouvrages	16 1%	33 3%	338 31%	179 16%	1 0%	6 1%	4 0%	18 2%	595 54%
Exploitation	4 0%	7 1%	340 31%						351 32%
Tiers	10 1%	4 0%	70 6%	55 5%	1 0%	7 1%	4 0%	2 0%	153 14%
Autres			1 0%						1 0%
Total général	31 3%	45 4%	750 68%	234 21%	2 0%	14 1%	8 1%	20 2%	1 104 100%

Tableau 3 : Croisement causes vs sièges des incidents BT HIX en termes de temps de coupure par usager pour la période 2020-2024, sur la concession du Sy.MEG

Sur la période 2020-2024, la majorité des incidents BT sont localisés sur les réseaux aériens (75% des incidents BT) tandis que les réseaux souterrains regroupent 21% de ces incidents. Tous sièges confondus, la défaillance des ouvrages est la principale cause d'incidents (54% du nombre de coupures), suivie de l'exploitation (32%).

Sur la période 2020-2024, la répartition du nombre d'incidents BT est en moyenne plus impactée par :

- Les incidents d'exploitation frappant le réseau aérien torsadé (31% du nombre d'incidents BT) ;
- Les défaillances d'ouvrages sur le réseau aérien torsadé (31%) ;
- Les défaillances d'ouvrages sur les réseaux souterrains synthétiques (16%) ;
- Les incidents causés par des tiers sur les réseaux aériens torsadés (6%).

L'analyse croisée des sièges et des causes de coupure est réalisée dans le tableau qui suit à partir du temps de coupure induit par usager BT. Cette analyse permet d'évaluer la contribution au critère B de chaque siège et de chaque cause.

Famille	Aérien (type non défini)	Aérien nu	Aérien torsadé	Souterrain		Divers	Inconnue	Poste HTA/BT	Total général
				Synthétique	Papier				
Climatique	0,0 min 0%	0,0 min 0%	0,0 min 0%			0,0 min 0%			0,0 min 0%
Défaillance des ouvrages	0,1 min 1%	0,2 min 4%	1,2 min 26%	0,7 min 16%	0,0 min 0%	0,0 min 0%	0,0 min 0%	0,3 min 4%	2,4 min 52%
Exploitation	0,1 min 1%	0,1 min 1%	1,3 min 29%						1,4 min 31%
Tiers	0,0 min 0%	0,1 min 0%	0,5 min 10%	0,2 min 5%	0,0 min 0%	0,0 min 1%	0,0 min 0%	0,0 min 0%	0,8 min 17%
Autres			0,0 min 0%						0,0 min 0%
Total général	0,1 min 3%	0,3 min 5%	3,0 min 65%	1,0 min 21%	0,0 min 0%	0,1 min 1%	0,0 min 0%	0,3 min 5%	4,6 min 100%

Tableau 4 : Croisement causes vs sièges des incidents BT HIX en termes de nombre d'incidents pour la période 2020-2024, sur la concession du Sy.MEG

L'analyse croisée des sièges et des causes d'incidents BT sur la période 2020-2024 fait ressortir que le siège principal des incidents BT est le réseau aérien torsadé, avec 65% du critère B incidents BT HIX. Le réseau souterrain synthétique vient en deuxième position, représentant 21% du critère B incidents BT HIX.

Tous sièges confondus, les défaillances d'ouvrages représentent le premier siège d'incidents BT avec 52% du temps de coupure. Les incidents d'exploitation arrivent en deuxième avec 31% du temps de coupure.

Sur la période 2020-2024, l'analyse croisée des sièges et des causes d'incidents BT fait ressortir que la contribution au temps de coupure (NiTi) est en moyenne plus impactée par :

- Les incidents d'exploitation touchant les réseaux aériens torsadés (29% du temps de coupure moyen sur incidents BT) ;
- Les défaillances d'ouvrages sur le réseau aérien torsadé (26%) ;
- Les incidents subis par les réseaux souterrains synthétiques pour cause de défaillances des ouvrages (16%) ;
- Les incidents causés par des tiers sur le réseau aérien torsadé (10%).

1.2.4. Fréquences de coupures perçues par les usagers

1.2.4.1 Evolution des fréquences de coupures

Le réseau HTA est susceptible d'engendrer 3 types de coupures :

- Les coupures longues (supérieures à 3 minutes) ;
- Les coupures brèves (comprises entre 1 seconde et 3 minutes) ;
- Les coupures très brèves ou microcoupures (inférieures à 1 seconde).

A partir des données fournies par EDF SEI, AEC a la capacité d'estimer les fréquences de coupures longues et brèves. Précisons néanmoins qu'il s'agit davantage d'une estimation que de la continuité de fourniture réellement perçue par un usager de la concession.

***Remarque :** Sollicité en question complémentaire à l'audit sur site pour transmettre le détail du nombre de coupures très brèves à la maille de chaque départ HTA et à la maille de chaque poste HTA/BT, EDF n'a pas souhaité accéder à cette demande, indiquant que « ces données sont des données d'exploitation internes ou portent sur la mise en œuvre des politiques techniques de l'entreprise et ne sont donc pas communiquées ».*

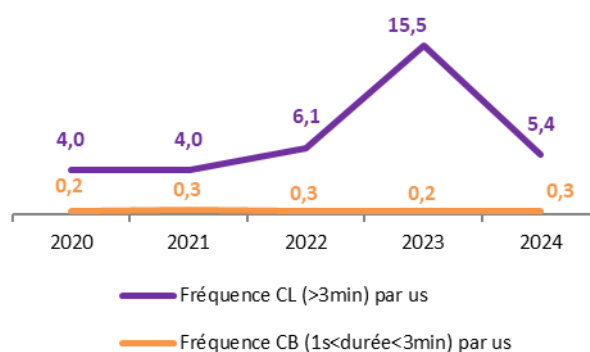


Figure 23 : Evolution des fréquences de coupures longues, brèves et très brèves perçues par les usagers BT sur la concession du Sy.MEG

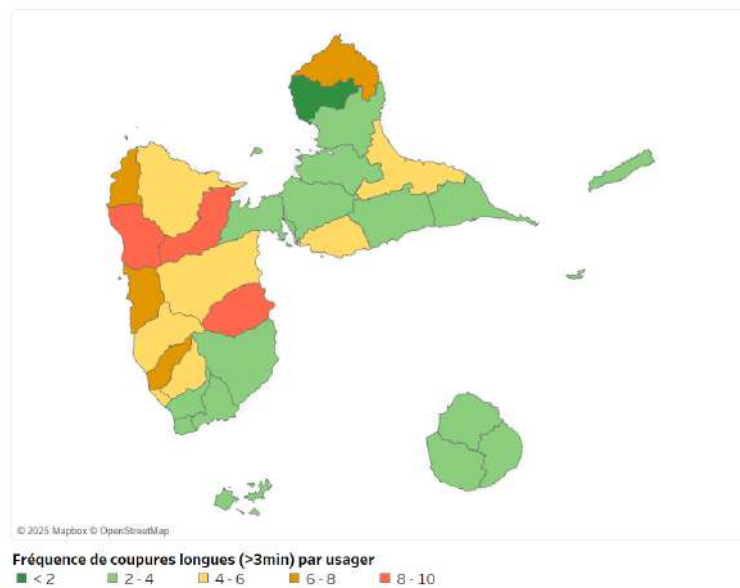
Après un pic à 15,5 CL/usager, la fréquence de coupures longues (CL) est en baisse à 5,4 CL/usager en 2024 et retrouve un niveau similaire à celui observé entre 2020 et 2022 durant les 5 derniers exercices.

La fréquence de coupures brèves (CB) est en légère augmentation pour atteindre 0,3 CB/usager.

A noter que, dans le cadre de la régulation incitative du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour les années 2022 à 2025, EDF SEI a un objectif de référence de 3,79 coupures (coupures longues et brèves) par usager BT sur l'ensemble des territoires où il est gestionnaire du réseau. Ainsi, avec 5,7 coupures par usager BT en 2024, la Guadeloupe est un territoire en écart en termes de continuité de fourniture.

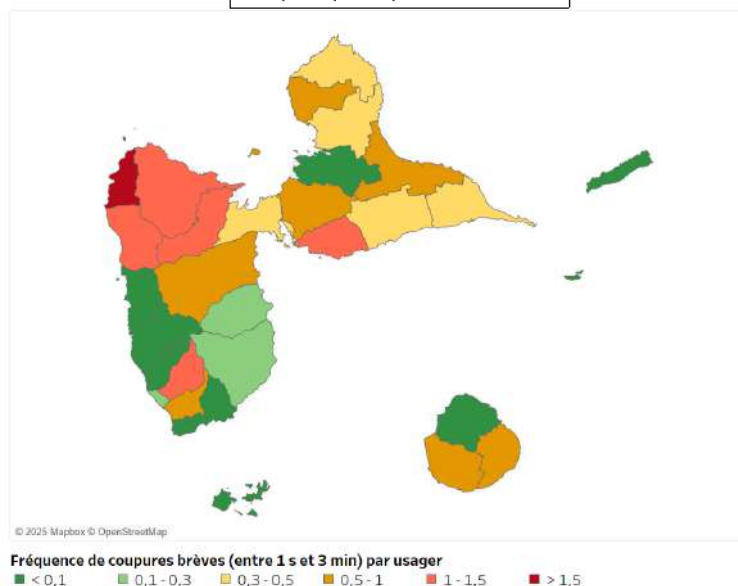
1.2.4.2 Cartographie locale

Les cartographies 11 et 12 ci-dessous présentent les fréquences de coupures longues et brèves à la maille de chaque commune pour l'exercice 2024. A noter que le Nord de l'île de Basse-Terre est la zone la plus touchée en termes de fréquences de coupure en 2024.



Cartographie 11 : Fréquence de coupures longues par commune sur le territoire du Sy.MEG en 2024

Dans le détail, 3 communes présentent un taux de coupures longues supérieur à 8 en 2024 : Goyave (8,9 CL/us.), Pointe-Noire (8,8 CL/us.) et Lamentin (8,0 CL/us.). A l'opposé, Port-Louis présente la fréquence la plus faible (1,7 CL/us.).



Cartographie 12 : Fréquence de coupures brèves par commune sur le territoire du Sy.MEG en 2024

Concernant les coupures brèves, les communes les plus touchées sont Deshaies (1,6 CB/us.) et Lamentin (1,4 CB/us.), alors que 10 communes présentent une fréquence inférieure à 0,1 CB/us.

1.2.5. Principaux enseignements

Le critère B HIX hors amont de la concession du Sy.MEG s'élève à 246,2 minutes en 2024, sa plus haute valeur sur les 10 dernières années. Par ailleurs, **cet indicateur est supérieur à l'objectif de référence de 220,2 minutes fixé à EDF SEI, dans le cadre de la régulation incitative du FPE, pour le critère B HIX hors amont de la concession sur l'ensemble des territoires où il est gestionnaire du réseau, soulignant la mauvaise qualité de fourniture sur le territoire du Sy.MEG.**

Cette tendance haussière s'explique notamment par **une augmentation du critère B sur incidents HTA HIX, qui atteint 186,5 minutes en 2024.** Néanmoins, la prépondérance de causes inconnues pour les incidents HTA touchant la concession limite l'analyse qu'il est possible de faire sur les typologies d'incidents HTA. En termes de temps de coupure, les incidents sur les réseaux souterrains contribuent à hauteur de 63% au critère B incidents HTA HIX (pour un taux d'enfouissement de 76,6%). La majorité de ces incidents dont la cause est connue sont liés à des défaillances d'ouvrages, soulignant une potentielle vulnérabilité de ces ouvrages. Les incidents sur le réseau aériens représentent quant à eux 16% du critère B incidents HTA, soit une part significative, mais aucune cause particulière ne se détache.

En revanche, le critère B incidents BT HIX est particulièrement bas, sous 5 minutes pour la 3^{ème} année consécutive. Ce temps de coupure sur incidents BT s'accompagne d'une dynamique très marquée à la baisse sur le taux d'incidents BT de la concession depuis 2020.

En termes de fréquence de coupure, **les usagers BT ont perçu, en moyenne, 5,7 coupures (longues et brèves confondus en 2024,** ce qui est très nettement **supérieur à l'objectif de référence de 3,79 coupures par usagers BT fixé à EDF SEI, dans le cadre de la régulation incitative du FPE, indiquant à nouveau un écart de performance pour le territoire de la Guadeloupe.**

2. Evaluation des politiques de renouvellement d'EDF

2.1 Etude des taux de renouvellement des réseaux

2.1.1. Renouvellement des réseaux HTA

L'inventaire technique des tronçons HTA inclut notamment l'information sur les années de mise en service. Le **taux de retrait (ou taux de renouvellement) des réseaux** peut donc être recalculé à partir de ce fichier.

En effet, le principe de ce calcul est de comparer la quantité de linéaires indiquée dans un fichier d'une année antérieure à notre disposition (2020 dans notre cas) avec celle indiquée dans le fichier le plus récent (2024) et d'en déduire un taux de retrait.

Afin d'amoindrir les écarts liés à des corrections d'inventaire pouvant survenir dans les années qui suivent une mise en service, le réseau HTA considéré ici est le réseau « non nouveau », c'est-à-dire dont la date de mise en service est antérieure de 5 années par rapport à l'année minimum à notre disposition (ici 2020 et donc le réseau HTA non nouveau concerne celui avec une année de mise en service antérieur à 2015).

Le taux de retrait de ce réseau est obtenu en utilisant une formule d'amortissement exponentiel sur 4 années de la forme suivante :

$$\text{Taux de retrait} = 1 - \left(\frac{\text{Longueur HTA non nouveau en 2024}}{\text{Longueur HTA non nouveau en 2020}} \right)^{1/4}$$

Concession	Longueur HTA souterrain non nouveau en 2020 (en km)	Longueur HTA souterrain non nouveau en 2024 (en km)	Taux de retrait actualisé du réseau HTA souterrain	Longueur HTA aérien non nouveau en 2020 (en km)	Longueur HTA aérien non nouveau en 2024 (en km)	Taux de retrait actualisé du réseau HTA aérien
Sy.MEG	1491	1421	1,2%	530	539	0,4%

Tableau 5 : Taux de retrait annuels des réseaux HTA non nouveaux (MES ≤ 2015) sur la concession du Sy.MEG

Ainsi, 1,2% du réseau HTA souterrain antérieur à 2015 a été retiré en moyenne chaque année depuis 2020, vraisemblablement dans le cadre de remplacement.

En revanche, seul 0,4% du réseau HTA aérien antérieur à 2015 a été retiré en moyenne chaque année, marquant une faible dynamique de renouvellement de cette technologie de réseau, pourtant plus âgé que le réseau souterrain.

Ces taux de retrait annuels peuvent également être calculés par année de mise en service.

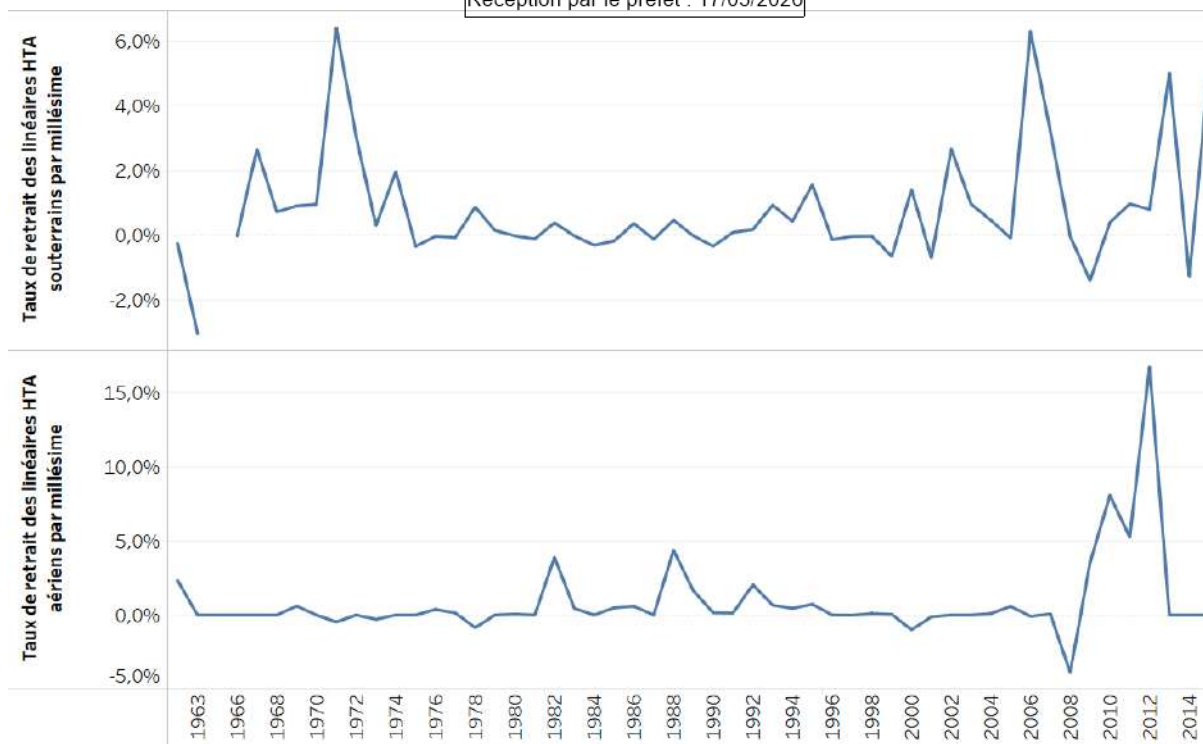


Figure 24 : Taux de retrait annuels des linéaires HTA souterrains et aériens sur la concession du Sy.MEG, par année de MES

Ce graphique montre ainsi que les réseaux HTA aériens mis en service entre 1980 et 1995 sont notablement concernés par des opérations de renouvellement, avec des taux de retrait entre 0% et 5% (pics à 4,4% pour 1988 et à 3,9% pour 1982). Des taux de retrait particulièrement élevés sont constatés pour les millésimes 2009 à 2012.

Recommandation : Le Sy.MEG pourra questionner EDF à propos des taux de retrait élevés observés sur les millésimes 2009 à 2012 pour le réseau HTA aérien, traduisant le remplacement prématuré d'ouvrages pourtant récents.

Certains millésimes présentent des taux de retraits négatifs pour le réseau HTA aérien (1978, 2000 et 2008 notamment). Cela correspond à des corrections d'inventaire réalisées entre 2020 et 2024, révélant une fiabilité potentiellement limitée des années de mise en service indiquées dans l'inventaire technique

Pour les réseaux souterrains, les réseaux mis en service entre 1960 et 1980 présentent des taux de retraits non négligeable, ce qui semble cohérent. En effet, ces réseaux sont désormais âgés (plus de 45 ans) et, en partie, obsolètes. Leur renouvellement permet de rajeunir et de fiabiliser le réseau.

En revanche des taux de retrait supérieurs à 2% sont observés sur les millésimes 2002, 2006, 2013 et 2015.

Recommandation : Le Sy.MEG pourra questionner EDF à propos des taux de retrait élevés observés sur certains millésimes entre 2000 et 2015 pour le réseau HTA souterrain, traduisant le remplacement prématuré d'ouvrages pourtant récents.

Des taux de retrait négatifs, traduisant vraisemblablement des corrections d'inventaire, sont également observables pour le réseau HTA souterrain (1963, 2009, 2014 entre autres).

Il est également possible de construire une pyramide des âges prévisionnelle des réseaux HTA pour l'année 2040, en utilisant la longueur moyenne de réseau non nouveau retirée annuellement par millésime et en projetant les stocks actuels jusqu'à cet exercice selon la formule suivante :

$$L_{2040} = L_{2024} + \frac{L_{2024} - L_{2020}}{2024 - 2020} * (2040 - 2024)$$

Les mises en service des réseaux HTA entre 2025 et 2040 ont été projetées à partir de la moyenne des mises en service des 5 dernières années.

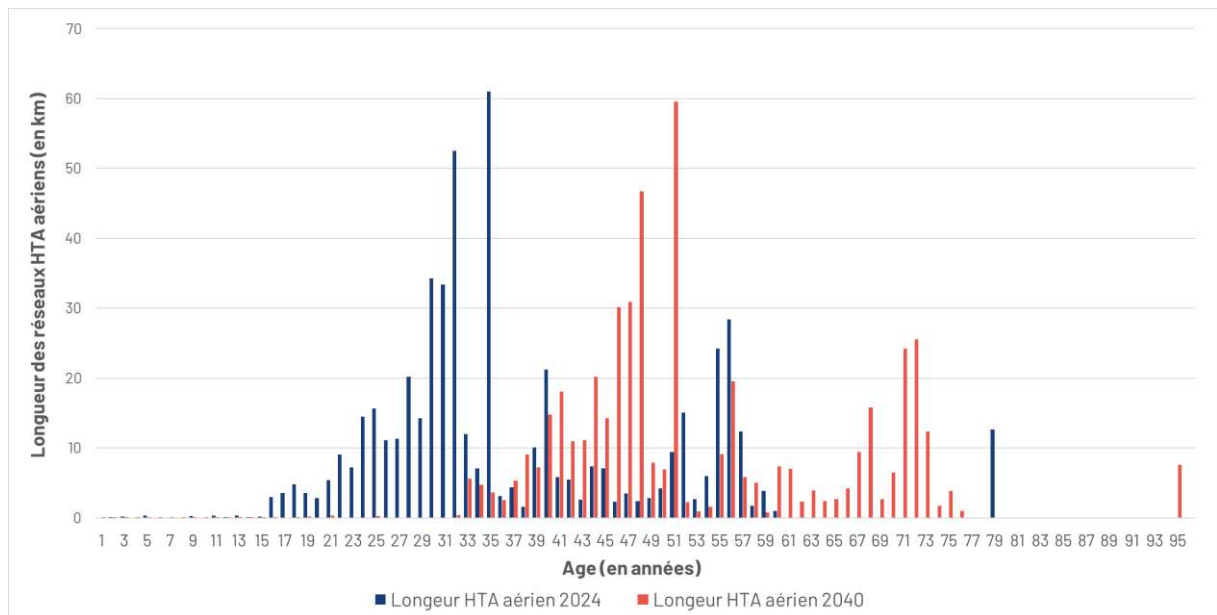


Figure 25 : Projection de la pyramide des âges du réseau HTA aérien nu de la concession du Sy.MEG à fin 2040 vs à fin 2024

Ainsi, la projection de la pyramide des âges du réseau HTA aérien nu à horizon 2040 montre les points suivants :

- Le réseau aérien en 2024 présente un stock important de câbles âgés d'entre 20 et 40 ans et d'entre 50 et 60 ans. Cela traduit des efforts de développement du réseau dans les années 50-60, puis dans les années 80-90. La moyenne d'âge des réseaux aérien nus en 2024 s'élève à 37,1 ans ;
- La courbe rouge qui représente la projection à 2040 est déplacée vers la droite : elle montre que, en suivant le rythme de renouvellement actuel et sans intervention majeure, ces réseaux auront naturellement vieilli d'en moyenne 15,5 années, avec un âge moyen de 52,6 ans ;
- L'immense majorité des réseaux HTA aériens nus serait âgée de plus de 40 ans en 2040, avec 89%, contre 30% en 2024.

Cela traduit un vieillissement global du réseau aérien, avec une part croissante de linéaires atteignant ou dépassant une durée de vie critique. A noter qu'il ne s'agit que d'une projection et qu'EDF pourrait accélérer son rythme de renouvellement des réseaux aériens les plus anciens au cours des prochaines exercices.

De même, la projection de la pyramide des âges pour les réseaux HTA souterrains est présentée ci-dessous.

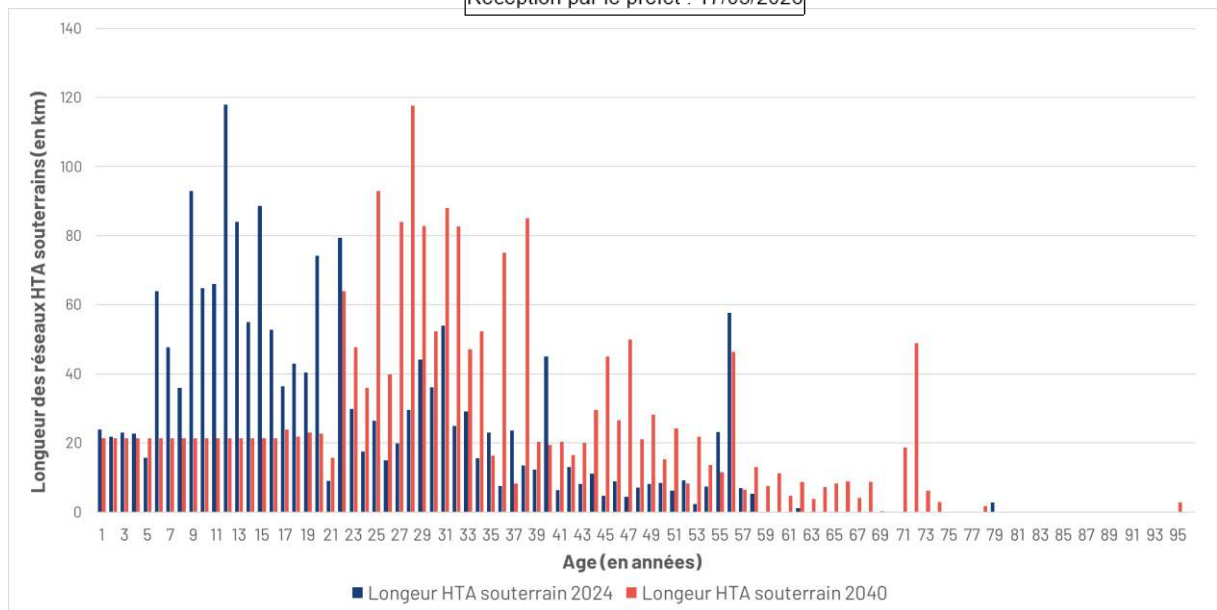


Figure 26 : Projection de la pyramide des âges du réseau HTA souterrain de la concession du Sy.MEG à fin 2040 vs à fin 2024

Cette projection de la pyramide des âges du réseau HTA souterrain montre les points suivants :

- Le réseau HTA souterrain présente un stock important de câbles âgés de moins de 20 ans à fin 2024, pour un âge moyen de 21,2 ans, traduisant un effort récent d'enfouissement du réseau HTA de la Guadeloupe ;
- La courbe rouge qui représente la projection à 2040 est déplacée vers la droite : elle montre que, en suivant le rythme de renouvellement actuel et sans intervention majeure, ces réseaux auront naturellement vieilli d'en moyenne 10,7 années, avec un âge moyen de 31,9 ans, le vieillissement du réseau n'étant que ralenti par la mise en service de nouveaux linéaires ;
- En 2040, 27% des réseaux HTA souterrains du Sy.MEG auraient plus de 40 ans, contre 11% en 2024. Par ailleurs, des réseaux âgés de plus de 60 ans seraient encore en service.

Le vieillissement du réseau HTA souterrain du Sy.MEG est ici mis en évidence et soulève des interrogations sur la gestion de ces réseaux lors des prochaines décennies.

2.1.2. Renouvellement des réseaux BT

De même que pour le réseau HTA, l'inventaire technique des tronçons BT contient le détail des années de mise en service. Le taux de retrait (ou taux de renouvellement) des réseaux peut donc être recalculé à partir de ce fichier, avec la même méthode que pour le réseau HTA.

Le réseau BT « non nouveau » ici considéré concerne le réseau BT dont la date de mise en service date d'avant 2015. Le taux de retrait de ce réseau est obtenu en utilisant une formule d'amortissement exponentiel sur 4 années de la forme suivante :

$$\text{Taux de retrait} = 1 - \left(\frac{\text{Longueur BT non nouveau en 2024}}{\text{Longueur BT non nouveau en 2020}} \right)^{1/4}$$

Concession	Longueur BT souterrain non nouveau en 2020 (en km)	Longueur BT souterrain non nouveau en 2024 (en km)	Taux de retrait actualisé du réseau BT souterrain	Longueur BT aérien nu non nouveau en 2020 (en km)	Longueur BT aérien nu non nouveau en 2024 (en km)	Taux de retrait actualisé du réseau BT aérien nu	Longueur BT aérien torsadé non nouveau en 2020 (en km)	Longueur BT aérien torsadé non nouveau en 2024 (en km)	Taux de retrait actualisé du réseau BT aérien torsadé
Sy.MEG	1055	1087	-0,7%	43	34	5,8%	2836	2845	-0,1%

Tableau 6 : Taux de retrait annuels des réseaux BT non nouveaux (MES $\leq$ 2015) sur la concession du Sy.MEG

Il met en évidence les valeurs des taux de retraits annuels :

- Réseau BT souterrain : -0,7% ;
- Réseau BT aérien nu : 5,8% ;
- Réseau BT torsadé : -0,1%.

Les taux de retrait du réseau BT souterrain et du réseau BT torsadé sont négatifs, traduisant un effet de correction d'inventaire qui masque l'impact des renouvellements.

En revanche, le **taux de retrait global est élevé pour le réseau BT aérien nu, avec 5,8%, correspondant à un rythme de résorption élevé de cette technologie de réseau.**

Ces taux de retrait peuvent également être calculés par année de MES :

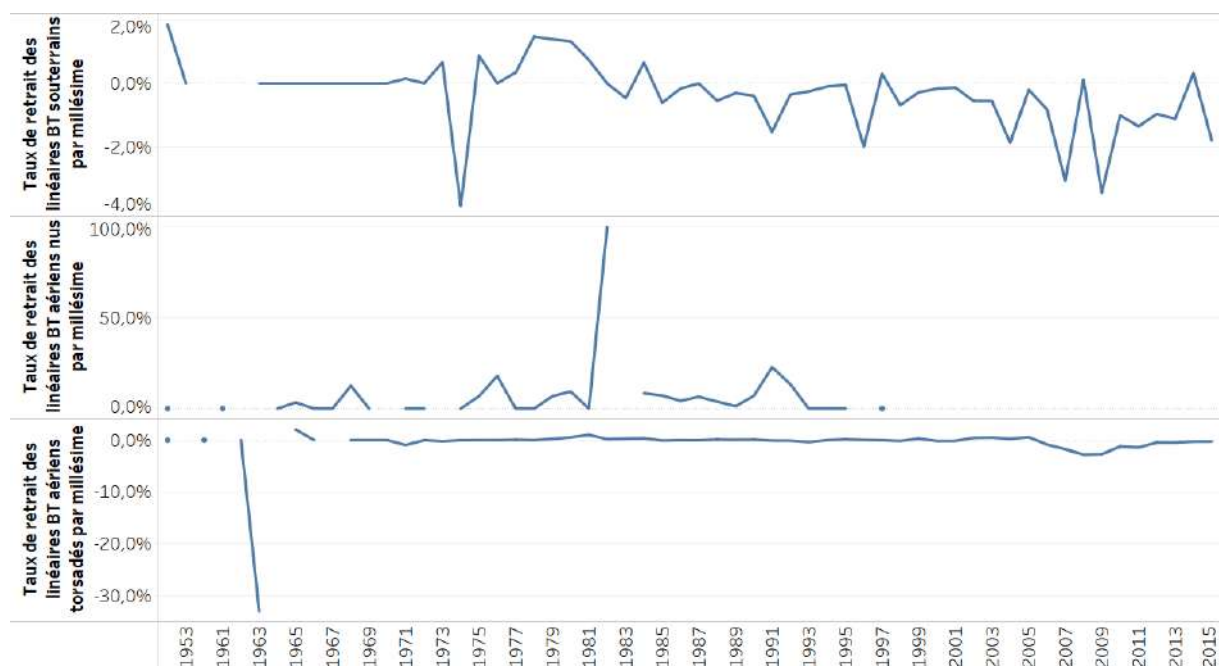


Figure 27 : Taux de retrait annuels des linéaires BT souterrains, aériens nus, et aériens torsadés sur la concession du Sy.MEG, par année de MES

Ce graphique montre ainsi que, proportionnellement, ce sont principalement les réseaux BT aériens nus qui sont renouvelés. Le taux de résorption peut même atteindre 100% pour certains réseaux, telles que les ouvrages BT mis en service en 1982.

Le taux de retrait des réseaux BT torsadés est négatif en 1963 et entre 2006 et 2012, ce qui signifie qu'il y a eu des corrections d'inventaire sur ces millésimes. Pour les autres années de mise en service, le taux de retrait est proche de 0.

Pour les réseaux souterrains, le taux de retrait peut être positif pour les réseaux antérieurs à 1980 mais aucun retrait ne semble être observé après cette date. Il est également possible d'observer des ajouts de linéaires sur de nombreux millésimes (1974, 2007, 2009, ...), ce qui fait suite à des corrections d'inventaire.

Ces nombreuses corrections d'inventaire traduisent une fiabilité limitée des années de mise en service des réseaux dans l'inventaire technique du réseau BT.

De manière identique à ce qui a été réalisé pour le réseau HTA, des pyramides des âges prévisionnelles des réseaux BT peuvent être construites pour l'année 2040, en utilisant les taux annuels de renouvellement par millésime et en projetant les stocks actuels jusqu'à cet exercice selon la formule suivante :

$$L_{2040} = L_{2024} + \frac{L_{2024} - L_{2020}}{2024 - 2020} * (2040 - 2024)$$

Les mises en service des réseaux BT entre 2025 et 2040 ont été projetées à partir de la moyenne des mises en service des 5 dernières années.

Concernant le réseau BT aérien nu, **le rythme de résorption annuel global de -2,3 km/an en moyenne depuis 2020 permettrait de résorber totalement le stock actuel de 34,0 km à horizon 2040**. La projection de la pyramide des âges du réseau BT aérien nu n'est donc pas présentée, le stock estimé en 2040 étant nul.

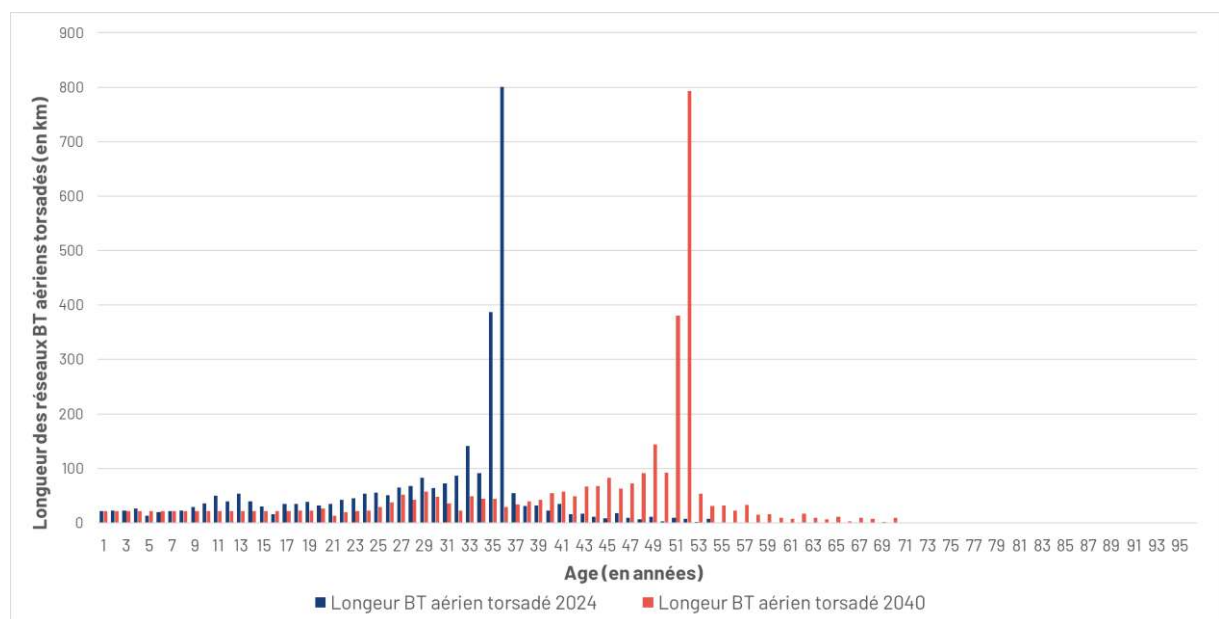


Figure 28 : Projection de la pyramide des âges du réseau BT aérien torsadé de la concession du Sy.MEG à fin 2040 vs à fin 2024

La projection de la pyramide des âges du réseau BT aérien à horizon 2040 permet d'observer que :

- Le réseau aérien torsadé présente un stock important de câbles âgés d'environ 35 ans, qui correspondent aux ouvrages mis en service dans le cadre des travaux de reconstruction à la suite du passage de la tempête Hugo. La moyenne d'âge de ces réseaux s'élève à 28,9 ans à fin 2024 ;
- La courbe rouge qui représente la projection à 2040 est déplacée vers la droite : elle montre que, en suivant le rythme de renouvellement actuel et sans intervention majeure, les réseaux BT torsadés auront naturellement vieilli d'en moyenne 12,1 années, avec un âge moyen de 41,0 ans ;
- Selon ces projections, 66% des réseaux BT aériens torsadés seraient âgés de plus de 40 ans en 2040, contre 5% en 2024.

Cela traduit un vieillissement global du réseau BT aérien torsadés, les linéaires posés dans le cadre de la reconstruction post-tempête Hugo atteignant un âge avancé. A noter qu'il ne s'agit que d'une projection et qu'EDF pourrait accélérer son rythme de renouvellement des réseaux aériens les plus anciens au cours des prochaines exercices.

Enfin, la pyramide des âges pour les réseaux BT souterrains à horizon 2040 est présentée ci-dessous.

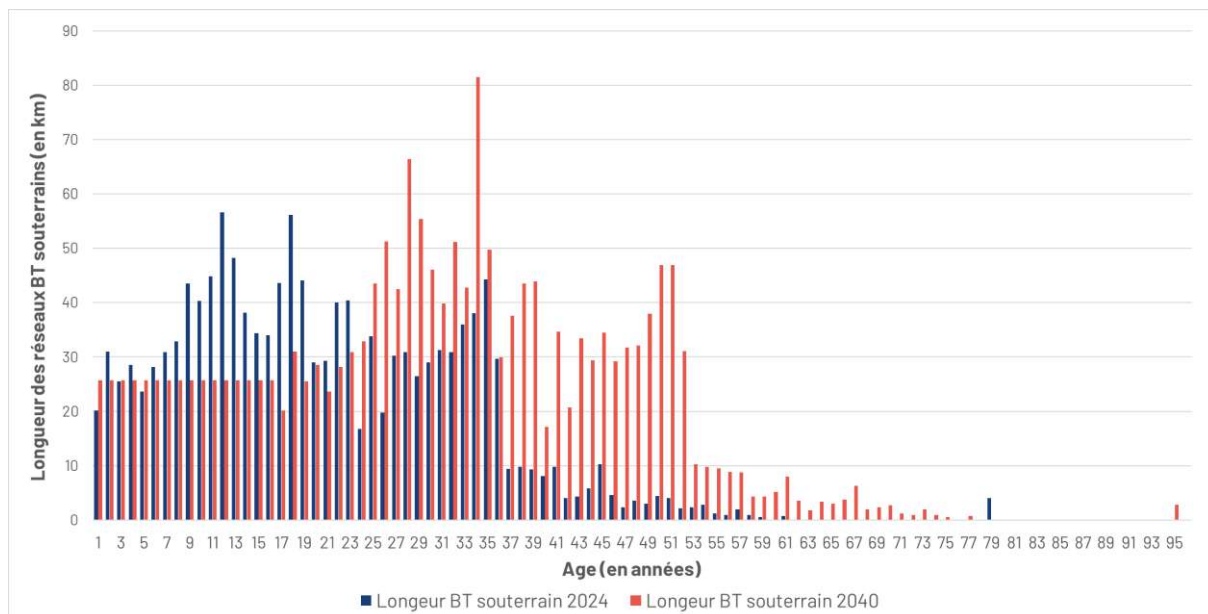


Figure 29 : Projection de la pyramide des âges du réseau BT souterrain de la concession du Sy.MEG à fin 2040 vs à fin 2024

La pyramide des âges du réseau BT souterrain permet de relever les points suivants :

- Le réseau BT souterrain présente un stock important de câbles âgés de moins de 35 ans à fin 2024, pour un âge moyen de 20,2 ans, traduisant un effort récent d'enfouissement du réseau HTA de la Guadeloupe ;
- La courbe rouge qui représente la projection à 2040 est déplacée vers la droite : elle montre que, en suivant le rythme de renouvellement actuel et sans intervention majeure, ces réseaux auront naturellement vieilli d'en moyenne 9,7 années, avec un âge moyen de 29,9 ans, le vieillissement du réseau n'étant que ralenti par la mise en service de nouveaux linéaires ;
- En 2040, 27% des réseaux BT souterrains du Sy.MEG auraient plus de 40 ans, contre 5% en 2024. Néanmoins, le stock de réseaux de plus de 50 ans en service serait encore limité.

Le rythme actuel de renouvellement du réseau BT souterrain ne permet pas de compenser un effet de vieillissement naturel. Ainsi, sur un rythme constant, le réseau BT souterrain vieillirait significativement d'ici à 2040, sans atteindre un âge critique pour le moment.

2.2 Analyse des différents programmes de renouvellement d'EDF

2.2.1. Evolution des investissements sur la concession du Sy.MEG

Pour rappel, les investissements réalisés par EDF sur la concession pour l'exercice 2024 s'établissent à 51,9 M€, témoignant d'une tendance haussière constante depuis 2022. En effet, ces investissements étaient alors de 31,8 M€, soit une augmentation significative de +20,1 M€ en deux ans (+63%).

Comme le montre le graphique ci-dessous, cette différence est en partie liée à l'augmentation des investissements pour les raccordements sur la concession. Ces investissements atteignent un pic de 17,4 M€ en 2024, soit une augmentation de +7,1 M€ par rapport à 2022 (+69%).

Les investissements pour la performance du réseau sont également en forte augmentation et atteignent 18,0 M€ en 2024, en hausse de +7,6 M€ par rapport à 2022 (+72%). Ils représentent 35% des investissements globaux sur la concession en 2024.

Enfin, les investissements liés au déploiement des compteurs numériques s'élèvent à 10,3 M€ en 2024, également en hausse par rapport à 2022 (+5,9 M€).



Figure 30 : Evolution des investissements totaux d'EDF sur la concession du Sy.MEG entre 2020 et 2024

Cette section du rapport a pour principal objectif l'analyse des programmes de renouvellement d'EDF, inclus dans les politiques de performance du réseau. Les éléments abordés dans les parties suivantes seront principalement liés aux investissements associés.

Les investissements pour la performance du réseau sont décomposés en plusieurs catégories dans le CRAC :

- Renforcement : investissements pour résoudre les problématiques de contrainte sur le réseau ;
- Climatique : investissements en zone à risque climatique ;
- Modernisation : catégorie assez large regroupant différents programmes d'investissement pour la fiabilité du réseau ;
- Moyens d'exploitation.

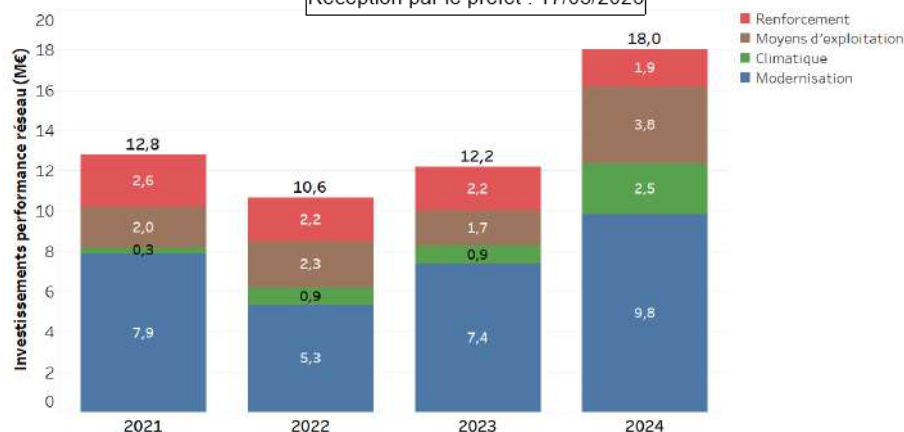


Figure 31 : Evolution des investissements pour la performance et la modernisation du réseau sur la concession Sy.MEG entre 2021 et 2024

2.2.2. Etude des différents programmes de performance et modernisation du réseau

2.2.2.1 Investissements de modernisation

Les investissements catégorisés « Modernisation » représentent la plus grande part des investissements pour la performance et la modernisation du réseau, avec plus de 50% du montant total chaque année. Sur la période 2021-2024, ils s'élèvent à 30,4 M€ sur la concession du Sy.MEG.

Cependant, cette catégorie regroupe plusieurs programmes d'investissement, ce qui complique son analyse.

Parmi les affaires catégorisées dans cette finalité d'investissement, nous retrouvons, entre autres, les programmes de :

- Renouvellement de réseaux HTA aériens ;
- Renouvellement de réseaux HTA CPI ;
- Renouvellement de réseaux BT aériens nus ;
- Renouvellement de réseaux BT souterrains incidentogènes ;
- Opérations de prolongations de durée de vie (PDV).

Globalement, cette finalité regroupe donc les programmes d'investissements délibérés sur les réseaux HTA et BT, à l'exception des programmes de renforcement et de résilience climatique.

Des indicateurs techniques peuvent être associés à chaque catégorie listée ci-dessus, permettant ainsi d'évaluer le niveau d'investissement actuel pour ces programmes de renouvellement.

Renouvellement des câbles HTA CPI

Le réseau HTA CPI représente 6,0% du réseau HTA total de la concession, soit 140,7 km à fin 2024. Il a diminué de -9,4 km en 5 ans, soit à un rythme de résorption moyen de -1,9 km par an. En maintenant ce rythme constant, le stock de réseaux de cette technologie s'élèverait à 111 km en 2040 et serait entièrement résorbé à horizon 2100.

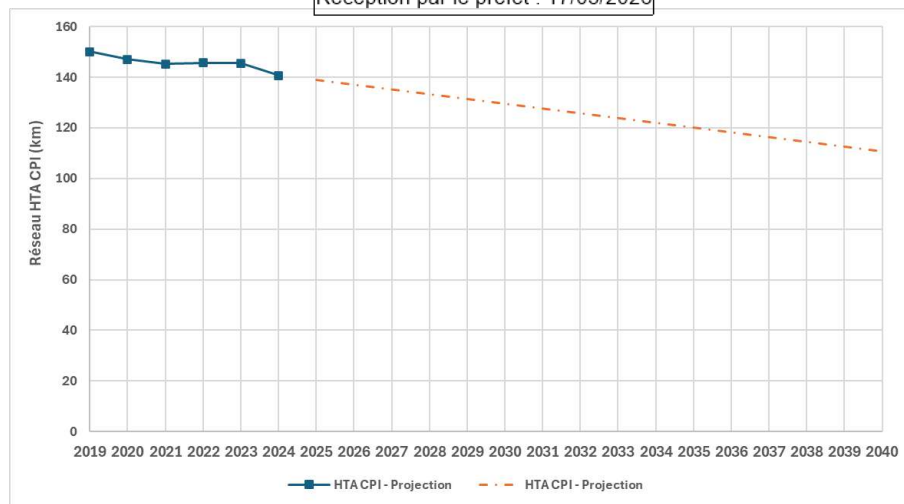


Figure 32 : Evolution du linéaire de réseaux HTA CPI sur la concession du Sy.MEG : projection

De plus, comme vu dans la section 1.2 du rapport, 72 incidents ont eu lieu sur le réseau HTA CPI de la concession du Sy.MEG entre 2020 et 2024 (soit 5% des incidents HTA HIX), dont 52 pour cause de défaillance d'ouvrages. Ces incidents ont engendré un critère B moyen de 3,2 minutes par an sur cette période, soit 2% du critère B incidents HTA HIX, ce qui reste par conséquent négligeable.

Ainsi, au vu de ces simples éléments, **il semblerait que les investissements actuels sur le renouvellement des câbles CPI soient insuffisants pour résorber rapidement le stock dans les prochaines années. Cependant l'impact de ces réseaux au niveau de la continuité d'alimentation reste faible.**

Renouvellement du réseau BT aérien nu

Le réseau BT aérien nu en zone urbaine représente 13,6 km à fin 2024. Ce linéaire a diminué de -0,6 km en 5 ans, soit un rythme moyen de décroissance de -0,1 km par an. Ce rythme ne permettra pas une résorption rapide du stock en concession, celui-ci s'élèverait ainsi à environ 12 km à horizon 2040.

A noter cependant que le linéaire de réseaux BT aériens nus en zone RU est au global très faible sur la concession du Sy.MEG, avec 0,8% du réseau BT.

De plus, très peu d'incidents sont recensés sur cette technologie de réseau depuis 2020.

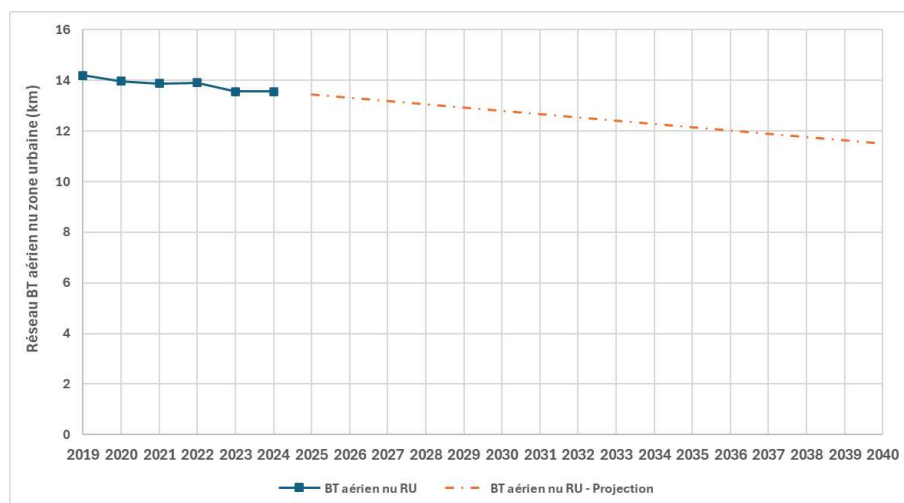


Figure 33 : Evolution du linéaire de réseaux BT aérien nu en zone urbaine sur la concession du Sy.MEG : Projection

En somme, **les efforts consentis actuellement par EDF pour le renouvellement des réseaux BT aériens nus en zone urbaine sont insuffisants pour résorber le stock en concession à un horizon proche. Néanmoins, au regard du linéaire concerné peu élevé, le Sy.MEG n'a pas à s'inquiéter de la trajectoire actuelle.**

Renouvellement des câbles BT CPI et NP :

Pour rappel, les réseaux HTA CPI, NP et CU 1946 totalisent 22,5 km à fin 2024, soit le stock exact recensé à fin 2019. Ainsi, en 5 ans, aucun linéaire de ces typologies souterraines incidentogènes n'a été résorbé. Le linéaire total en concession demeure néanmoins peu élevé, représentant 0,5% du réseau BT.

Par ailleurs, comme vu à la section 1.2, ces réseaux représentent une part négligeable des incidents sur le réseau BT (moins d'1% des incidents).

Ainsi, de manière similaire au renouvellement des réseaux BT aériens nus en zone urbaine, **il semblerait que les investissements actuels sur le renouvellement des câbles BT CPI, NP et CU 1946 soient insuffisants pour résorber rapidement le stock en concession dans les prochaines années. Cependant le linéaire de ces réseaux et leur impact sur la continuité d'alimentation restent négligeables.**

Prolongation de la Durée de Vie (PDV) :

Bien que le programme PDV est actif depuis 2 ans sur le territoire du Sy.MEG, aucun inventaire des tronçons HTA aériens traités en PDV n'a été transmis au Sy.MEG dans le cadre du contrôle.

Recommandation : Sollicité à nouveau en question complémentaire à l'audit sur site pour obtenir un tel fichier, EDF n'a pas accédé à la demande, indiquant simplement que « cette demande est en cours d'instruction au sein d'EDF SEI ».

Il conviendra pour le Sy.MEG d'insister auprès de son concessionnaire afin d'obtenir cet inventaire technique des ouvrages concernés par la PDV lors des prochains contrôles.

En l'absence de données techniques, il n'est pas possible de qualifier les efforts d'investissements consentis par EDF pour le programme PDV.

2.2.2.2 Investissements de résilience climatique

Les investissements « Climatique » s'élèvent à 3,8 M€ sur la concession du Sy.MEG en 2024, en nette augmentation par rapport à la moyenne de 2,0 M€ constatée entre 2021 et 2023. Ces investissements concernent dans leur majorité les investissements du programme Plan Aléas Climatiques.

Pour la première fois en 2024, EDF a transmis un fichier détaillant les linéaires identifiés en zone risque PAC. Ainsi, sur 531 km de réseaux HTA aériens, 262 km (soit 49%) sont considérés à risque climatique avéré. Dans le détail, 170 km sont recensés comme à risque bois et 137 km sont identifiés comme à risque vent (certains linéaires étant considérés comme soumis à ces deux risques).

De par l'absence d'historique sur ces données, il est impossible de quantifier la résorption des linéaires à risque au cours des dernières années, et donc de qualifier l'application du programme PAC sur la concession du Sy.MEG.

Néanmoins, les données d'incidentologie des réseaux HTA transmises par EDF n'indiquent pas de vulnérabilité marquée des réseaux HTA aérien au risque climatique (voir section 1.2.2).

3. Synthèse et Conclusions

Ce rapport avait pour **objectif de fournir au Sy.MEG une analyse détaillée des besoins en renouvellement sur sa concession, ainsi que d'évaluer si les efforts consentis par le concessionnaire sont suffisants afin de répondre à ces besoins de renouvellement.**

Pour cela, les principales caractéristiques techniques et les principaux éléments de continuité de fourniture du territoire ont tout d'abord été présentés. Les différents programmes de renouvellement ont par la suite été détaillés, afin d'analyser plus précisément les objectifs associés à chacun d'entre eux et leur impact concret.

Les principaux éléments à retenir sont résumés ci-dessous.

Identification des points de vulnérabilité et de fragilité du réseau

Le **réseau HTA présente un taux d'enfouissement élevé**, avec 77,5%. Toutefois, **6,0% du linéaire HTA demeure constitué de câbles CPI**, technologie ancienne et vulnérable, tandis qu'aucun linéaire de réseau aérien nu de faible section n'est recensé sur la concession. L'âge moyen du réseau HTA, en hausse à 24,7 ans, confirme un **vieillessement progressif du réseau**.

Le **réseau BT est majoritairement aérien torsadé (68,7%) et souterrain (30,5%)**, avec un taux d'enfouissement en progression (+0,5 point en un an). Les réseaux vulnérables y sont limités : les **fils nus ne représentent que 0,8 %**, et aucun réseau aérien nu de faible section n'est identifié. En revanche, 22,5 km de réseaux souterrains de technologies anciennes (CPI, NP, CU 1946) demeurent en service. Comme pour le HTA, le **vieillessement du réseau BT se poursuit**, avec un âge moyen de 26,3 ans, en hausse annuelle moyenne de +0,7 an depuis 2020.

Sur le plan de la qualité de fourniture, **le critère B HIX hors amont¹ atteint 246,2 minutes en 2024, soit sa plus forte valeur sur dix ans et supérieure à l'objectif de référence de 220,2 minutes fixé à EDF SEI²** pour l'ensemble des territoires dont elle est gestionnaire de réseau. Cette dégradation résulte principalement des incidents HTA, dont la contribution au critère B atteint 186,5 minutes, majoritairement liés aux réseaux souterrains (63 %), révélant une vulnérabilité accrue des ouvrages enterrés. À l'inverse, les incidents BT restent maîtrisés, avec un temps de coupure moyen inférieur à 5 minutes pour la troisième année consécutive et une baisse continue du taux d'incidents depuis 2020. Toutefois, **les usagers BT subissent encore en moyenne 5,7 coupures par an, bien au-dessus de l'objectif de référence fixé à EDF SEI (3,79 coupures/usager)³**, traduisant un écart de performance notable pour le territoire guadeloupéen.

En conclusion, **la concession du Sy.MEG dispose d'un réseau bien enfoui, mais dont le vieillissement structurel et la vulnérabilité des câbles anciens contribuent à une qualité de fourniture dégradée. Le maintien de la performance passera par une accélération des renouvellements ciblés et un renforcement du diagnostic des causes d'incidents HTA.**

¹ Le critère B HIX (hors incidents exceptionnels) hors amont exclut les incidents classifiés comme exceptionnels, les incidents sur les réseaux HTB et les incidents de production (dont le black-out du 25 octobre). Il s'agit donc de l'indicateur de suivi de la continuité de fourniture à utiliser à la maille de la concession du Sy.MEG.

² Fixé par délibération n°2022-19 de la Commission de régulation de l'énergie du 20 janvier 2022, dans le cadre de la régulation incitative du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour les années 2022 à 2025.

³ Fixé par délibération n°2022-19 de la Commission de régulation de l'énergie du 20 janvier 2022, dans le cadre de la régulation incitative du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour les années 2022 à 2025.

Evaluation des politiques de renouvellement d'EDF

Le rythme de renouvellement des réseaux HTA actuel, de 1,2% par an pour les réseaux souterrains et de 0,4% par an pour les réseaux HTA aériens, **conduit vers un important vieillissement des réseaux**, avec 89% des réseaux HTA aériens et 27% des réseaux HTA souterrains qui seraient âgés de plus de 40 ans d'ici 2040, pour une moyenne d'âge d'environ 52,6 ans (15,5 années de plus qu'en 2024) pour les réseaux aériens et 31,98 ans pour les réseaux souterrains (10,7 années de plus qu'en 2024). A titre de comparaison, les médianes observées sur les concessions auditées par AEC pour les taux de renouvellement annuels s'élèvent à 0,8% pour les réseaux souterrains et 0,4% pour les réseaux aériens. **Ce vieillissement pourra ainsi avoir un impact significatif sur la continuité de fourniture**. En effet, les analyses d'incidentologie par âge des réseaux du Sy.MEG ont mis en évidence une corrélation entre l'âge d'un tronçon HTA souterrain et le taux d'incidents sur ces réseaux.

De manière similaire, **les rythmes de renouvellement des réseaux BT actuellement constatés ne permettent pas de compenser le vieillissement naturel du réseau**.

Par ailleurs, les **investissements pour la performance du réseau atteignent toutefois un pic en 2024, avec 18,0 M€**, contre environ 12 M€ par an entre 2020 et 2023. Ces investissements permettent notamment de financer le renouvellement des typologies de réseaux les plus incidentogènes tels que les réseaux HTA CPI, les réseaux HTA en zone climatique, les réseaux BT incidentogènes, ou encore le programme de prolongation de durée de vie (PDV).

L'analyse détaillée de ces différents programmes de renouvellement a permis d'apporter des premiers éléments pour évaluer leur bon niveau.

- Au rythme actuel de renouvellement, le **réseau HTA CPI** ne sera entièrement résorbé qu'à horizon 2100, ce qui montre un **effort de renouvellement insuffisant** ; pour une résorption totale à fin 2053 à l'issue du contrat de concession, le rythme moyen de linéaire résorbé doit être multiplié par 2,5 ;
- Les rythmes actuels de renouvellement des **réseaux BT fils nus en zone urbaine et des réseaux BT souterrains d'anciennes générations** sont actuellement insuffisants pour résorber ces technologies à court ou moyen terme, mais leurs stocks peu élevés et leurs faibles incidentologies n'en font **pas des sujets prioritaires pour le Sy.MEG**.



Syndicat Mixte d'électricité
de la Guadeloupe
Sy.MEG

Note de synthèse du tableau de bord de concession

Exercice 2024

Janvier 2026
Version 1

www.aecenergie.fr

18, rue de la Pépinière – 75008 PARIS
+33(0)1 44 70 78 10
contact@aecenergie.fr

Table des matières

1.	PREAMBULE	2
1.1	RETOUR SUR LES ECHANGES AVEC LES CONCESSIONNAIRES	2
1.2	ORGANISATION GENERALE DE LA MISSION	3
2.	PRINCIPAUX BESOINS DE COMPLETUE DANS LES CRAC	5
2.1	LISTES DES PRINCIPAUX MANQUES DANS LE CRAC 2024	5
2.2	LISTES DES PRINCIPALES ANOMALIES DANS LE CRAC 2024	6
2.3	LISTES DES AMELIORATIONS TRES IMPORTANTES, ATTENDUES POUR LE CRAC 2025	7
3.	PRINCIPAUX BESOINS DE COMPLETUE POUR LES PROCHAINES DONNEES DU CONTROLE	8
4.	DOMAINE TECHNIQUE	10
4.1	PERIMETRE DE LA CONCESSION DU SY.MEG.....	10
4.2	LE RESEAU HTA ET L'AMONT	11
4.2.1.	<i>Les réseaux HTA souterrains</i>	<i>11</i>
4.2.2.	<i>Les réseaux HTA aériens.....</i>	<i>13</i>
4.3	LE RESEAU BT ET L'AVAL.....	14
4.4	LA CONTINUITE D'ALIMENTATION	16
4.5	LA QUALITE DE TENSION SUR LES RESEAUX	19
4.6	LES DEPENSES D'INVESTISSEMENTS ET DE MAINTENANCE DU CONCESSIONNAIRE	20
5.	DOMAINE COMPTABLE ET FINANCIER	22
5.1	LE PATRIMOINE COMPTABLE DE LA CONCESSION	22
5.2	LE COMPTE D'EXPLOITATION DE LA CONCESSION.....	23
6.	DOMAINE CLIENTELE	24
6.1	LES USAGERS DE LA CONCESSION	24
6.2	LES RACCORDEMENTS.....	25
6.3	LA QUALITE DE SERVICE	25
6.4	LES USAGERS EN DIFFICULTES FINANCIERES	26
7.	ANNEXE : SIGLES ET ABREVIATIONS	27

1. Préambule

1.1 Retour sur les échanges avec les concessionnaires

La mission de **contrôle du service public de la distribution et de la fourniture d'électricité** portant sur l'exercice 2024 s'est déroulée dans les locaux du concessionnaire à Pointe-à-Pitre du 20 au 23 octobre 2025 en présence des représentants du Sy.MEG, du délégataire EDF SEI et d'AEC.

Pour rappel, le 22 novembre 2023, et après des mois de négociations avec le délégataire, le Sy.MEG a signé un nouveau contrat de concession avec son concessionnaire EDF SEI. Ce contrat, qui s'est initialement appuyé sur le modèle national mis en place par la FNCCR, a été personnalisé pour les attentes du Sy.MEG et les spécificités de son territoire. Ce **contrat est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2024**, aussi le contrôle de concession de l'exercice 2024, correspond au **premier contrôle annuel dans le cadre du nouveau contrat de concession**.

La mission avait pour objectif d'une part d'apporter des éclaircissements sur les données fournies par les concessionnaires dans les domaines technique, comptable et des services aux usagers et, d'autre part, obtenir des précisions sur les sujets saillants de l'exercice audité.

Pour rappel, l'obligation de communication d'éléments de contrôle est au demeurant expressément prévue dans **l'article 44 du cahier des charges de concession** aux termes duquel l'AODE peut notamment, à tout moment, prendre connaissance (dans le cadre d'un contrôle sur place ou sur pièce) de tout document technique ou comptable, et ce, sous peine d'application d'une pénalité.

Extrait de l'article 44 du cahier des charges en vigueur : « L'autorité concédante exerce le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par le présent cahier des charges. À cet effet, les agents de contrôle qu'elle désigne peuvent à tout moment procéder à toutes vérifications et prendre connaissance sur place, ou copie, de toutes informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice de la compétence d'autorité concédante.

L'exercice du contrôle de la distribution d'énergie électrique par l'autorité concédante est prévu par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Ils ne peuvent en aucun cas intervenir dans la gestion de l'exploitation. »

Remarque : les résultats présentés dans le tableau de bord sont issus des contrôles diligentés par le Sy.MEG accompagnés par AEC. En raison des difficultés consécutives à la pandémie, pour les données des exercices 2019 et 2020, le concessionnaire EDF SEI n'avait pas été directement questionné, elles sont ainsi présentées en l'état.

Par principe, les résultats affichés dans le tableau de bord sont en priorité ceux obtenus à partir des données de contrôle, et en second lieu, ou à défaut, les données inscrites dans le CRAC annuel.

Pour les données de l'exercice 2021, EDF SEI a pu être audité en octobre 2022, pour les exercices de 2022 et 2023, le concessionnaire a été audité en octobre 2024, et pour l'exercice 2024 en octobre 2025.

Certains comparatifs sont proposés entre les résultats du Sy.MEG, et les moyennes constatées par AEC en hexagone. Toutefois, il est important de bien prendre en compte que le Sy.MEG n'est pas pris en compte dans ces statistiques, et qu'elles sont calculées uniquement avec des concessions d'Enedis, et non d'EDF SEI.

Afin de positionner la concession, les indicateurs pour le Sy.MEG sont comparés aux statistiques d'AEC pour les concessions d'Enedis en hexagone, hors concessions EDF SEI.

1.2 Organisation générale de la mission

La représentation graphique ci-dessous permet de résumer les principales étapes de la mission.



Figure 1 : résumé chronologique de la mission par AEC

Préalablement à l'audit, une **liste des documents attendus** a été remise le 2 mai 2025 à l'AODE, à destination du concessionnaire. Le planning du déroulé de l'audit sur site a été transmis le 16 juillet 2025.

Les éléments transmis étaient partiellement complets par rapport à la demande initiale du Sy.MEG. Ces **données de contrôle** ont été réceptionnées de juin à septembre 2025.

En parallèle, le **CRAC** a été transféré à l'AEC le 13 juin 2025. À la suite de **l'audit d'octobre 2025**, AEC a communiqué en moins de 10 jours de délai, la liste des questions complémentaires. EDF SEI a remis ses **réponses complémentaires** le 30 décembre 2025 et des compléments le 26 janvier 2026.

Une **présentation des résultats** du contrôle de concession de l'exercice 2024, aux élus et agents du Sy.MEG et à EDF SEI a été programmée en visioconférence le 25 février 2026.

Le Sy.MEG et AEC remercient le concessionnaire EDF SEI pour les préparatifs de l'audit sur site et la qualité des intervenants ainsi que pour les présentations faites en séance.

En revanche, AEC indique en préambule que la **quantité de questions complémentaires après l'audit restée sans réponse d'EDF SEI (près de la moitié) est particulièrement insatisfaisante pour l'AODE** et pour l'amélioration continue des missions annuelles d'audit. Précisément, de très nombreuses réponses sont « en cours d'instruction », plusieurs questions n'ont pas obtenues de réponses écrites, certaines réponses « Ces données sont des données d'exploitation internes ou portent sur la mise en œuvre des politiques techniques de l'entreprise et ne sont donc pas communiquées » sont souvent hors sujet, et sur les aspects comptables les réponses reportent la responsabilité des réponses à « un GT est en cours avec la FNCCR, les AODE et EDF SEI sur le sujet de la VRG, ces différents points y seront abordés »

La suite de la note de synthèse s'attachera à analyser les indicateurs clés de la concession du Sy.MEG et à faire un retour sur les réponses des concessionnaires sur les enjeux associés et proposera des pistes d'approfondissement à mener par l'AODE.

2. Principaux besoins de complétude dans les CRAC

Recommandation générale sur la complétude du CRAC et des données de contrôle : dans cette « partie 2 », il est attendu que tous les éléments listés sont transmis à court terme.

2.1 Listes des principaux manques dans le CRAC 2024

AEC a listé dans le tableau ci-après les **manques** détectés dans les 2 derniers CRACs (2023 pour rappel et 2024), afin que le concessionnaire EDF SEI prévoi le nécessaire dès le CRAC 2025, pour améliorer l'**exhaustivité des indicateurs présentés**.

Rouge : manquement

Orange : réponse d'attente, ou en cours d'instruction

Vert Clair : réponse obtenue et à pérenniser

Vert foncé : sujet satisfaisant et clos

		Manques dans le CRAC 2023, ajouts à prévoir dans le CRAC 2024		Manques dans le CRAC 2024, ajouts à prévoir dans le CRAC 2025	
Indicateurs		Constat AEC	EDF SEI	Constat AEC	EDF SEI
1	Longueur des câbles HTA souterrains CPI	Absent du CRAC 2023	Indicateurs reçus en réponse post audit ex 2023 (à ajouter directement dans le CRAC 2024)	Indicateur bien présent dans le CRAC	
2	Nombre de transformateurs HTA/BT	Absent du CRAC 2023	Indicateurs reçus en réponse post audit ex 2023 (à ajouter directement dans le CRAC 2024)	Indicateur bien présent dans le CRAC	
3	Taux de compteurs numériques installés	Absent du CRAC 2023	Indicateurs reçus en réponse post audit ex 2023 (à ajouter directement dans le CRAC 2024)	Indicateur bien présent dans le CRAC	
4	Nombre de raccordements BT avec adaptation de réseau terminés dans l'année	Absent du CRAC 2023	Indicateurs reçus en réponse post audit ex 2023 (à ajouter directement dans le CRAC 2024)	Indicateur bien présent dans le CRAC	
5	Valeurs du compte de résultat en k€ avec 1 décimale, au lieu de € avec 2 décimales (pour facilité la lecture)	Gagner en lisibilité	Evolutions sont à l'étude	Amélioration bien présente dans le CRAC	
6	Nombre de réduction de puissance consécutives à des situations d'impayés	Absent du CRAC 2023	Evolutions sont à l'étude	Absent du CRAC 2024	Les demandes sont en cours d'instruction au sein d'EDF SEI pour le CRAC 2025. Nous ne réaliserons pas de deuxième version du CRAC2024
7	Synthèse des longueurs HTA et BT mises en service dans l'année, par type de réseau et par finalité d'affaires	Absent du CRAC 2023	Evolutions sont à l'étude	Absent du CRAC 2024	Les demandes sont en cours d'instruction au sein d'EDF SEI pour le CRAC 2025. Nous ne réaliserons pas de deuxième version du CRAC2024

Tableau 1 : liste des ajouts attendus dans le CRAC 2025 d'EDF SEI

Remarque : parmi les 7 demandes listées l'an dernier, 5 ont été traitées. Il est attendu que ces prises en compte soient pérennes, et que les 2 derniers sujets soient également traités dans le prochain CRAC.

2.2 Listes des principales anomalies dans le CRAC 2024

AEC a listé ci-dessous les principales **anomalies** relevées dans les CRACs 2023 et 2024, afin qu'EDF SEI prévoise une prise en compte et des corrections dès le CRAC 2025, afin d'en améliorer sa **fiabilité**.

		<u>Anomalies</u> dans le CRAC 2023, ajouts à prévoir dans le CRAC 2024		<u>Anomalies</u> dans le CRAC 2024, ajouts à prévoir dans le CRAC 2025	
Indicateurs		Constat AEC	EDF SEI	Constat AEC	EDF SEI
8	Remarque : câbles sous-marins HTA de 47 km "hors concession"	Toujours présent dans le CRAC 2022, le CRAC 2023 exclu bien désormais ces ouvrages hors concession	-	Le CRAC 2024 est bien resté conforme	
9	Installations de production raccordées au réseau de DISTRIBUTION de la concession	Malgré des raccordements annuels de producteurs en hausse (+22 en 2021, +35 en 2022 et +22 en 2023), le nombre total de producteurs a baissé entre 2022 et 2023 de 1 746 à 1 739	Evolutions sont à l'étude	Le nombre total de producteurs a bien évolué dans le CRAC 2024	
10	Valeur brute retirée des réseaux BT aériens	Une erreur d'un facteur 1000 dans le CRAC 2023 : -84 161 k€ indiqué au lieu de -85 k€	Indicateurs reçus en réponse post audit ex 2023 (à ajouter directement dans le CRAC 2024)	Le CRAC 2024 est bien désormais conforme	
11	Installations de production raccordées au réseau de DISTRIBUTION de la concession	Les productions thermiques (301 MW) raccordées au réseau de TRANSPORT sont confondues dans le même tableau avec le PV, la biomasse, l'hydraulique etc... => Séparer en 2 tableaux : 1 tableau DISTRIBUTION et 1 tableau TRANSPORT	Evolutions sont à l'étude	Pas d'amélioration du CRAC sur ce sujet	Evolutions sont à l'étude
12	Taux de départs HTA en contrainte maximale de tension > 5%	Non communiqué (idem dans les données de contrôle)	Evolutions sont à l'étude	Le CRAC 2024 indique un taux de 0%, alors qu'il devrait être de 0,75%	Evolutions sont à l'étude
13	Contrat de concession			L'exercice 2024 est le 1er exercice concerné par le nouveau contrat de concession. L'article 32 fait référence au précédent contrat de concession, désormais les dispositions sont régies selon l'article 44 du contrat de concession en vigueur. Il serait nécessaire de corriger dans la 2ème version	Les demandes sont en cours d'instruction au sein d'EDF SEI pour le CRAC 2025. Nous ne réaliserons pas de deuxième version du CRAC 2024
14	Transformateurs HTA/BT			Il serait préférable de renommer « dont Transformateurs HTA/BT » en « Total Transformateurs HTA/BT » (car le nombre de transformateurs est supérieur au nombre de postes)	Les demandes sont en cours d'instruction au sein d'EDF SEI pour le CRAC 2025. Nous ne réaliserons pas de deuxième version du CRAC 2024
15	Objectifs du PPI			Il sera nécessaire dans le prochain CRAC d'ajouter les objectifs en km et en k€ prévus dans le 1er PPI en complément des valeurs d'avancement, afin de faciliter la lecture des avancés du PPI par l'AODE	Cette demande sera examinée afin d'évaluer les modalités de son intégration lors du prochain CRAC
16	Nombre de clients			Il est indiqué 230 dans l'illustration au lieu de 232 000 clients	Les demandes sont en cours d'instruction au sein d'EDF SEI pour le CRAC 2025. Nous ne réaliserons pas de deuxième version du CRAC 2024

Tableau 2 : liste des corrections attendues dans le CRAC annuel d'EDF SEI

Remarque : dans le tableau précédent, AEC souligne qu’une recommandation des audits antérieurs a bien été suivie durablement par le concessionnaire. Il s’agit de la présentation du total des linéaires réseaux HTA de la concession, en excluant les 47 km **câbles HTA sous-marins** qui sont hors concession. Ces réseaux en section 95² de 1995 ou 2006 sont sous-marins mais sont affectées à 4 communes du Sy.MEG : Capesterre-Belle-Eau, Saint-Louis, Saint-François et La Désirade.

Les corrections concernant les raccordements et la VB retirée, ont été faites.

Hormis, les 3 points évoqués ci-dessus, il reste 6 points importants que le concessionnaire doit désormais prendre en compte, notamment les 2 points les plus anciens relatifs aux producteurs et aux contraintes de tension HTA.

2.3 Listes des améliorations très importantes, attendues pour le CRAC 2025

AEC a listé dans le tableau ci-dessous les indicateurs qui ont une importance capitale pour le suivi de la concession, et qui selon les sources de données ou du CRAC, peuvent présenter des résultats qui divergent. Il faut que désormais l’AODE puisse obtenir des garanties sur une méthode conforme et unique de calculs et de présentations de ces indicateurs.

		Fiabilisations majeures dans le CRAC 2023, ajouts à prévoir dans le CRAC 2024		Fiabilisations majeures dans le CRAC 2024, ajouts à prévoir dans le CRAC 2025	
Indicateurs		Constat AEC	EDF SEI	Constat AEC	EDF SEI
17	Critère B	Il est indispensable que les critères B HIX et TCC soient calculés selon les principes établis par la CRE. Le TCC doit prendre en compte les événements classés exceptionnels en plus du HIX. La production (délestage ou grève) ne doivent pas être intégrés au B HIX et B TCC. Mais étant capital pour la concession, les temps de coupure moyen "production" doivent être présentés dans un tableau distinct, idem pour les délestages dans un tableau distinct (cf. questions complémentaires)	EDF SEI regardera les ajustements à opérer dans la maquette CRAC afin de tenir compte de vos remarques et suggestions	Constat maintenu	La demande est en cours d’instruction au sein d’EDF SEI pour le CRAC 2025
18	Réclamations traitées	Les volumes de réclamations traitées par EDF SEI sont très hétérogènes selon les sources de données (CRAC, indicateurs détaillés, liste des réclamations, etc.). Il est attendu, une présentation unique des volumes de réclamations, en prenant en compte le périmètre le plus large (cf. questions complémentaires)	EDF SEI regarde ce point pour les prochains CRAC et contrôles associés	Constat maintenu	Les instructions sont en cours

Tableau 3 : liste des fiabilisations majeures attendues dans le CRAC annuel d’EDF SEI

Observation : aucune amélioration n’a été relevée sur ces 2 indicateurs de grandes importances.

3. Principaux besoins de complétude pour les prochaines données du contrôle

AEC a listé dans les tableaux ci-dessous les fichiers pour lesquels des améliorations sont attendues, soit sur leur qualité, soit sur non-transmission à l'heure actuelle.

		Audit ex 2023 Données de contrôle nécessaires		Audit ex 2024 Données de contrôle nécessaires	
Indicateurs		Constat AEC	EDF SEI	Constat AEC	EDF SEI
19	CAPEX (Liste des dépenses annuelles d'investissement d'EDF SEI)	Ce fichier est bien transmis, mais nécessité d'ajouter 3 colonnes : - en plus du montant des dépenses de l'année par affaire, ajouter le montant total de l'affaire (la plupart étant étalées sur plusieurs années)	Nous étudions la possibilité de prendre compte cette demande	Constat maintenu	En cours d'instruction pour le prochain contrôle
20	ETRES 05 (inventaire HTA)	Transmettre dès la 1ère version, un inventaire HTA sans les 47 km de câbles HTA sous-marins hors concession	2ème version transmise pour 2023	Fichier complet	-
21	ETRES 05 (inventaire HTA)	Transmettre les linéaires HTA classés en risques climatiques	Nous étudions la possibilité de prendre compte cette demande	Fichier transmis	-
22	ETRES 10 (contrainte de tension HTA)	Fichier erroné pour 2023, les contraintes maximales de tension HTA ne sont pas utilisables	La requête est incorrecte et fera l'objet d'une mise à jour pour les prochains contrôles	Fichier complet	-
23	Accueil téléphonique	Le taux de réussite des appels téléphoniques, et la durée d'attente moyenne pour les clients n'ont pas été transmis.	Informations non disponibles à date feront l'objet d'instruction future	Indicateur transmis	-
24	Cause des incidents HTA "inconnue"	60% des incidents HTA sont toujours en cause "inconnues", il est capital que la collecte de cette information soit améliorée et fiabilisée, afin de mieux connaître les raisons des incidents et ainsi mieux les appréhender	-	Constat maintenu avec 68% en 2024	
25	Supports vétustes	L'AODE désirerait avoir un indicateur de suivi du nombre de supports vétustes diagnostiqués chaque année, et du nombre de supports vétustes changés par an	Ce point n'est pas prévu à date et reste du domaine de l'exploitation.	L'AODE désirerait avoir un indicateur de suivi du nombre de supports vétustes diagnostiqués chaque année, et du nombre de supports vétustes changés. Il s'agit d'un enjeu majeur de la concession, il serait notamment attendu à moyen termes, d'avoir un détail par communes par an	En cours d'instruction pour le prochain contrôle

Tableau 4 : liste des fichiers incomplets pour les exercices 2023 et 2024 et précisions des améliorations nécessaires

Observations : parmi les 7 attentes listées l'an dernier, 4 ont été traitées, et 3 sont restées en cours d'instruction.

		Audit ex 2024 Données de contrôle nécessaires	
Indicateurs		Constat AEC	EDF SEI
26	Postes Sources	Transmettre des requêtes sans Grand-Bourg parmi les PS (remplacé par Capesterre-Belle-Eau), mais avec Petit-Bourg Quid PS Pointe-de-Jarry et Jarry-Sud? Ajouter dans tous les fichiers les noms complets des PS 3RIVI et P.BOU	En cours d'instruction pour le prochain contrôle
27	Communes mixtes ER/RU des Abymes et de Saint-Claude	Transmettre la liste des codes GDO des postes HTA/BT et aussi des départs BT des 2 communes, et leurs répartitions par zone ER/RU	Ces états à date, ne sont pas disponibles
28	CAPEX (Liste des dépenses annuelles d'investissement d'EDF SEI)	Sous-catégorie « autre investissement sous MOA concédant » absente en 2024 (2M€ en moyenne les 3 années précédentes)	Les demandes sont en cours d'instruction.
29	PPI	Le CAPEX indique 0,5 M€ de moins de dépenses PPI que le CRAC	Les demandes sont en cours d'instruction.
30	PPI	Transmettre un fichier récapitulatif des affaires PPI, en km et k€	En cours d'instruction pour le prochain contrôle
31	Affaires PDV	Transmettre un inventaire technique du réseau HTA avec les précisions de ceux traités en PDV	Les demandes sont en cours d'instruction.
32	Alimentation des usagers (ETRE06)	Ajouter la colonne puissance totale en « soutirage » Supprimer les 2 PS de Saint-Barthélemy et de Saint-Martin, qui alimenteraient 19 usagers du Sy.MEG	Cette demande est en cours d'instruction. A voir si cela peut être disponible lors du prochain contrôle
33	Inventaire des producteurs HTA et BT (ETPROD 01 et 02)	2 fichiers non transmis	Cette demande est en cours d'instruction. A voir si cela peut être disponible lors du prochain contrôle
34	OMT (ETRES10)	Obtenir des précisions sur le mode de comptage des OMT SEI indique 650 hors bouclage, le fichier 570	A repréciser lors du prochain audit
35	Critère B durant les grèves et BlackOut	82 min de critère B sur 11 jours, en non exceptionnel, et 126 min de critère B sur 3 jours, en exceptionnel Blackout invisible dans les fichiers	La correction a posteriori dans les outils n'est pas possible.
36	Coupures très Brèves (CTB)	Les CTB ne sont pas transmises (non enregistrées ? Ou non communicables?)	Ces données sont des données d'exploitation internes ou portent sur la mise en œuvre des politiques techniques de l'entreprise et ne sont donc pas communiquées
37	Incidents sur branchements	Les coupures sur les branchements ne sont pas transmis (non enregistrés ? Ou non communicables?)	Ces données ne sont pas disponibles sont en cours d'instruction au sein d'EDF SEI
38	Raccordements	Transmettre la liste des raccordements terminés dans l'année avec les jalonnements (devis et travaux)	À ce stade, EDF SEI n'est pas en mesure de fournir des données complémentaires. Toutefois, cette demande sera instruite et prise en compte lors du prochain contrôle
39	Suivi des actions après réclamations	Transmettre une liste de 2024 des interventions, notamment celles relatives aux supports vétustes et aux actions post réclamations, avec les dates d'enregistrement et de réalisation	Cette demande relève de l'organisation interne d'EDF-SEI, Les informations demandées ne peuvent être communiquées

Tableau 5 : liste des fichiers incomplets pour l'exercice 2024 et précisions des améliorations nécessaires

*Insatisfaction : parmi les 14 demandes formulées en questions complémentaires post-audit d'octobre 2025, aucune n'a obtenue de réponses. Les sujets sont soit « en cours d'instruction », soit « non communicables » par EDF SEI avec une argumentation hors sujet. **La faible quantité de réponses apportées après l'audit est un point principal d'insatisfaction pour l'autorité concédante pour cet audit de l'exercice 2024.***

4. Domaine technique

4.1 Périmètre de la concession du Sy.MEG

Pour rappel, l'article 2 du cahier des charges de la concession en vigueur stipule : « Les ouvrages concédés comprennent l'ensemble des installations affectées à la distribution publique de l'énergie électrique existant au moment de la signature du présent contrat, dans le périmètre de la concession, ainsi que toutes celles de tension strictement inférieure à 63 000 Volts, qui seront établies par le concessionnaire avec l'accord de l'autorité concédante ou par l'autorité concédante avec l'accord du concessionnaire. Ils comprennent aussi les branchements visés à l'article 15 du présent cahier des charges (...) ».

Les règles de classification des domaines de tension électrique prévoient, en courant alternatif :

- la Basse Tension (BT) est comprise entre 50 et 1 000 V ;
- la Haute Tension A (HTA, dite également Moyenne Tension) est comprise entre 1 000 V et 50 kV ;
- la Haute Tension B (HTB) est supérieure à 50 kV.

En Guadeloupe tout comme en hexagone, les tensions d'usages et de consignes sont en BT de 230 V en monophasé et 400 V en triphasé, de 15 ou 20 kV en HTA, et de 63 kV en HTB.

Cela permet de rappeler les limites du périmètre concessif. Les réseaux BT et HTA appartiennent bien au périmètre de la concession confiée à EDF-SEI par le Sy.MEG, mais les réseaux HTB qui ont donc une tension qui dépasse les 63 kV prévus par le cahier des charges, ne sont pas en concession, et sont exploités par un gestionnaire de transport.

En hexagone, Enedis exploite les réseaux BT et HTA ce qui correspond au périmètre délégué par les autorités concédantes, et RTE exploite les réseaux de transport HTB, donc hors concession.

Pour la Guadeloupe, la limite est moins marquée car le gestionnaire des réseaux de distribution et de transport est unique à savoir EDF-SEI. De plus, ce gestionnaire est également concerné par l'exploitation des sites de productions électriques.

Cela signifie qu'EDF-SEI doit uniquement considérer les réseaux de distribution pour produire les résultats présentés dans le CRAC et également pour produire les fichiers du contrôle de concession.

L'AODE n'est pas compétente au sens législatif, pour auditer les activités de production et de transport.

En revanche, il est possible à titre informatif que le gestionnaire précise quelques éléments de ses activités « hors concession », notamment afin d'expliquer leurs impacts potentiels sur les réseaux de distribution (par exemple : le Critère B, les installations de production ou les dépenses d'investissements).

4.2 Le réseau HTA et l'amont

Sur l'exercice 2024, **15 postes sources (PS)** alimentent la concession (avec une puissance totale de 1 020 MVA). La quantité de PS alimentant le territoire est stable depuis 3 ans. En 2022, le PS de Petit-Bourg avait été mis en service. Par ailleurs, le poste Grand-Bourg n'est pas un poste source, il s'agit d'un poste HTA/HTA qui alimente l'île de Marie-Galante. Ce poste HTA/HTA est alimenté en amont par le PS de Capesterre-Belle-Eau.

Ces postes sources alimentent les usagers de la concession *via* le **réseau HTA** d'une longueur totale de 2 361 km, qui a augmenté de +64 km en 2024 (soit +2,8%). Cette hausse en 2024 est la résultante d'une part de +64,7 km de mises en service de réseaux HTA souterrains, et d'autre part, de la résorption de -0,7 km de réseaux HTA aériens.

***Recommandation :** Les évolutions des linéaires HTA, en particulier des réseaux souterrains, doivent être interprétées avec prudence. En effet, certaines variations peuvent résulter d'anomalies d'inventaire. À ce titre, il a été constaté que, selon les années, EDF SEI a intégré par erreur dans son inventaire 47 km de câbles HTA sous-marins, alors que ceux-ci ne relèvent pas du périmètre de concession. En 2023 et 2024, les données transmises sont correctes, ainsi que dans le tableau de bord.*

4.2.1. Les réseaux HTA souterrains

Le **taux d'enfouissement HTA** de la concession s'établit à 77,5%, à fin 2024. Ce taux dépasse de 25 points le taux national moyen de 52,6% (statistiques nationales à partir de l'Opendata d'Enedis à fin 2024¹). Considérant la densité d'usagers relativement élevée sur le territoire du Sy.MEG (environ 98 usagers par kilomètre de réseau), le taux d'enfouissement de la concession se positionne très au-dessus de la tendance nationale observée. Ce taux est en augmentation de +0,7 point par rapport à l'exercice 2023. Un rythme soutenu pour ce territoire, et au-dessus du rythme des 5 dernières années qui était en moyenne de +0,3 point/an de taux d'enfouissement HTA.

Les taux d'enfouissement les plus élevés sont visibles sur les communes de Pointe-à-Pitre et Terre-de-Bas avec 100% d'enfouissement (avec respectivement 37 km et 10,6 km de réseau HTA au total), ainsi que La-Désirade (97,6%), Terre-de-Haut (97,6%), Basse-Terre (96,6%) et Baie-Mahault (96,7%). Le calcul des taux prend en compte les réseaux souterrains et les réseaux souterrains en galerie. Avec 11,4 km et 13,5 km les communes de Gourbeyre et de Petit-Canal ont respectivement les linéaires les plus élevés de réseaux HTA souterrains en galerie

Les Linéaires HTA les plus longs par commune sont sur les communes des Abymes avec 226 km dont 88,5% enfouis, et de Baie-Mahault avec 196 km dont 96,7% enfouis.

¹ AEC a fait le choix de présenter des statistiques nationales sur 90 départements, et ainsi sans prendre en compte les 4 départements de la petite couronne parisienne (départements : 75, 92, 93 et 94).

En effet, ces 4 départements avec des taux d'enfouissement HTA de 100% présentent des densités d'usagers comprises entre 225 et 330 usagers/km, qui sont très supérieures au reste de l'hexagone, ce qui rendraient illisible le nuage de points. Le 5^{ème} département au classement de la densité (et donc le maximum du benchmark du TDB) est les Alpes-Maritimes avec 174 usagers/km.

A titre informatif, sans exclure ces 4 départements, le taux d'enfouissement HTA national est de 53%, soit 1,1 point au-dessus de la valeur affichée dans le tableau de bord, sur chaque année.

A l'inverse, les communes dont les taux d'enfouissement HTA sont les plus faibles sont les suivantes :

- Anse-Bertrand avec 44,2% (sur 49,5 km de réseaux HTA) ;
- Capesterre-de-Marie-Galante avec 46% (sur 52,8 km de réseaux HTA) ;
- Baillif avec 46,3% (sur 31,9 km de réseaux HTA) ;
- Vieux-Habitants avec 50,7% (sur 35,8 km de réseaux HTA).

La totalité des départs HTA ont une **tension de 20 kV** en 2024.

Les départs qui alimentaient en 2023 des postes HTA/BT en 21 kV (4 postes HTA) ou en 24 kV (3 postes HTA), ont été corrigés en 20 kV dans l'inventaire d'EDF SEI.

Parmi les réseaux souterrains, la concession compte 140 km de **Câbles à isolation Papier Imprégné (CPI)**. Le taux associé s'élève à 6,0% et est relativement élevé, puisqu'il se situe dans la fourchette haute des valeurs constatées par AEC sur la base des concessions auditées (moyenne à 3,1% en 2024, selon une quarantaine d'AODE ayant Enedis comme concessionnaire). Il s'agit de la 1^{ère} génération de câbles HTA souterrains posés dans les années 70 (la totalité des CPI de la concession a plus de 40 ans) et ces derniers présentent aujourd'hui des fragilités et des défaillances les rendant obsolètes comme détaillé *infra*.

Sur la concession, en 2024 et selon l'inventaire du concessionnaire à date, au total 25 communes (sur les 32) sont concernées par la présence de CPI, toutefois, 5 communes rassemblent plus de la moitié du total (54%). Ces communes sont :

- Baie-Mahault : 22,7 km de CPI (soit 16% du réseau HTA souterrain) ;
- Les Abymes : 19,1 km de CPI (soit 14% du réseau HTA souterrain) ;
- Basse-Terre : 11,7 km de CPI (soit 8% du réseau HTA souterrain) ;
- Sainte-Rose : 11,3 km de CPI (soit 8% du réseau HTA souterrain).
- Le Gosier : 10,6 km de CPI (soit 8% du réseau HTA souterrain) ;

Représentant 6,0% des réseaux HTA de la concession, ou 7,7% des réseaux HTA souterrains, **les câbles CPI contribuent très fortement au critère B incidents HTA du Sy.MEG**. (cf. chapitre « continuité d'alimentation»). En 2024, les linéaires CPI ont diminué au global de -4,9 km (contre seulement -0,1 km l'année précédente). Cela est la résultante de la résorption de -4,9 km (répartis sur 5 communes dont -1,6 km au Gosier, -1,4 km aux Abymes et -1,3 km à Saint-François) d'une part, et d'autre part de l'augmentation des linéaires CPI lors de la mise à jour des inventaires HTA suite à des découvertes sur le terrain pour un total de +60 m à Sainte-Rose.

Aussi, selon le rythme annuel moyen de résorption des câbles CPI constaté depuis 2019 (environ -1,9 km/an, soit un total de -9,4 km en 5 ans), **il faudrait théoriquement près de 75 ans pour résorber ces câbles CPI**. Cette estimation est bien entendu grossière, mais montre que le rythme actuel n'est pas en phase avec le stock très importants de ce linéaire obsolète. De plus, ce rythme est difficilement lisible à cause des inventaires incertains qui évoluent lors de mises à jour.

Le PPI 2024-2028 a pour cible de traiter 32 km de CPI en 5 ans, soit en moyenne 6,4 km/an, soit un rythme 3 fois supérieur au rythme moyen depuis 2019.

4.2.2. Les réseaux HTA aériens

Le réseau HTA de la concession est constitué à 22,5% de réseaux aériens. Comme cela est précisé dans la partie « continuité » de cette synthèse, les **réseaux aériens nus HTA** ne sont pas la source première de discontinuité de distribution électrique de la concession du Sy.MEG, mais ils restent sensibles notamment en raison de leur exposition aux aléas climatiques (vents, orages, cyclones, etc.).

À fin 2024, la concession compte près de 531 km de **réseaux HTA aériens (regroupant les câbles nus et torsadés)**, contre 623 km en 2023, soit une résorption de -91 km en 10 ans ou -9,1 km/an en moyenne. Le réseau HTA aérien a diminué de -0,7 km en 2024.

Remarque : par habitude, le réseau HTA torsadé est confondu avec le réseau HTA aérien nu, sous l'expression « réseaux HTA aériens », c'est le cas dans le CRAC d'EDF SEI et dans le TDB d'AEC. En effet, cette technologie torsadée peu répandue en HTA, représente seulement 5 km soit 0,9% des réseaux aériens.

Parmi le linéaire total de réseaux HTA aériens nus, aucun linéaire n'est de **faible section (FS)**. Il s'agissait de réseaux dont les conducteurs en cuivre ont des sections $\leq 14 \text{ mm}^2$ et ceux en aluminium des sections $\leq 22 \text{ mm}^2$, qui était particulièrement vulnérable aux aléas climatiques. Ces linéaires étaient de 5 km en 2012 puis 2 km en 2016, et ont été totalement remplacés en 2017.

Avec 0% le taux de faible section du Sy.MEG correspond ainsi au minimum observé par AEC.

Par ailleurs, **l'âge moyen des réseaux HTA** du Sy.MEG est en-dessous de la moyenne calculée par AEC sur son panel établi au niveau national (l'âge moyen des réseaux HTA du Sy.MEG est de 24,7 ans, contre une moyenne AEC de 32,3 ans, statistiques AEC 2024).

Plus en détail, avec 21,2 ans de moyenne d'âge pour les réseaux souterrains, le Sy.MEG est proche de la moyenne relevée par AEC de 21,8 ans (statistiques AEC 2024). Le réseau HTA aérien est en moyenne âgé de 37,1 ans, contre une moyenne de 44,9 ans. En hexagone, Enedis pratique depuis près de 10 ans, des chantiers de remise à niveau des réseaux aériens HTA, avec des affaires dites de Prolongation de Durée de Vie (PDV), remplacée depuis 2 ans par des affaires plus importantes de Rénovation Programmée (RP). Leurs objectifs sont de maintenir le réseau HTA dans un état de fiabilité élevé en remplaçant les accessoires usés avant qu'ils soient défaillants. Cela s'assimile à de la « maintenance lourde », mais bien en tant qu'investissement et non maintenance. Et cela doit permettre de prolonger les réseaux traités de 15 ans (PDV) ou de 25 ans (RP).

Sur la concession du Sy.MEG, EDF SEI a indiqué que jusqu'en 2023 aucune affaire de PDV n'avait été faite, et que **la 1^{ère} affaire de PDV était en cours en 2024**. Le CAPEX (récapitulatif annuel des dépenses d'investissements) de 2024 confirme cela avec la présence de 22 affaires « PDV HTA aérienne et PS » dont seulement 2 indiquées comme « clôturées », pour un total de dépenses de 1,7 M€.

Recommandation : comme indiqué en préambule il devient primordial que l'inventaire des réseaux HTA fassent état des ouvrages concernés par de la PDV. Un suivi et un retour d'expérience de ces opérations PDV sera indispensable pour l'AODE.

Le réseau HTA comprend des Organes de Manœuvres Télécommandés (OMT) qui permettent grâce à des automates d'être manœuvrés pour rapidement réduire le nombre d'usagers coupés lors d'incidents HTA, en réduisant la zone touchée par le défaut à la plus petite zone possible entre 2 OMT. EDF-SEI a un programme d'investissements sur les OMT et sur l'optimisation de leur positionnement, afin de maximiser la « réactivité » des réalimentations. Et également un programme de maintenance sur les OMT pour garantir leur fiabilité en

cas de besoin. A fin 2024, et selon la présentation d'EDF SEI, la concession comptait 712 OMT contre 664 OMT en 2023 et 606 OMT en 2019. Entre 2019 et 2024, en moyenne 21 OMT/an ont été créés.

***Recommandation :** il existe un écart sur le nombre d'OMT présenté par EDF SEI (712 OMT en 2024) et le fichier transmis à AEC (630 OMT). Des précisions sur la méthode de comptabilisation restent attendues.*

4.3 Le réseau BT et l'aval

Concernant le **réseau BT**, le taux d'enfouissement BT sur la concession du Sy.MEG est très inférieur par rapport à celui vu précédemment pour le réseau HTA. En effet, il est de 30,5%, en hausse de +0,5 point par rapport à 2023 et se situe bien en-dessous de la moyenne des valeurs observées de 49,2% (statistiques nationales à partir de l'Opendata d'Enedis à fin 2024²). De plus, en considérant la densité d'usagers (52 usagers/km de BT), le taux d'enfouissement BT se situe largement en-dessous de la tendance constatée sur les autres concessions de densités d'usagers comparables.

Seules 2 communes présentent un **taux d'enfouissement BT** supérieur à 50% (Pointe-à-Pitre 64,5% sur un total de 89 km de réseaux BT et Baie-Mahault 58,5% sur 355 km de BT).

Les communes suivantes présentent des taux d'enfouissement BT les plus bas de la concession :

- Capesterre-de-Marie-Galante (9,9% enfouis sur 95 km) ;
- La Désirade (12% enfouis sur 26 km) ;
- Pointe-Noire (13,1% enfouis sur 76 km) ;
- Baillif (16,3% enfouis sur 60 km).

En outre, le réseau BT est constitué à 0,77% de **lignes aériennes nues**, dont le taux d'incidents est 7 fois supérieur aux câbles torsadés et souterrains, sur la concession en 2024 (aucun incident enregistré par EDF SEI sur des réseaux BT aériens nus en 2023, contre 5 en 2024, 20 en 2021). Néanmoins, leur présence sur le territoire de la concession est extrêmement faible eu égard à leur proportion, qui est le minimum des taux observés au niveau national (moyenne de 5,7%, statistiques Opendata Enedis 2024).

À fin 2024, il restait 34 km de réseau **BT aérien nu**. Entre 2014 et 2024, le rythme de résorption moyen du réseau BT aérien nu s'établit à environ -1,6 km/an. Plus précisément, depuis 10 ans, le rythme est de -1,3 km/an en zone ER et de -0,3 km/an en zone RU. Alors que 41% des réseaux BT aériens nus sont situés en zone urbaine (qui regroupent 4 communes).

Le PPI 2024-2028 cible de supprimer 1 km de BT nu à Pointe-à-Pitre et idem à Basse-Terre.

Parmi les réseaux BT aériens nus, sur la concession du Sy.MEG aucun réseau n'est de faible section.

² AEC a fait le choix de présenter des statistiques nationales sur 90 départements, et ainsi sans prendre en compte les 4 départements de la petite couronne parisienne (départements : 75, 92, 93 et 94).

En effet, ces 4 départements avec un taux moyen d'enfouissement BT de 91,7% présentent des densités d'usagers comprises entre 170 et 382 usagers/km, qui sont très supérieures au reste de l'hexagone, ce qui rendrait illisible le nuage de points. Le 5ème département au classement de la densité (et donc le maximum du benchmark du TDB) est le Val-d'Oise avec 109 usagers/km.

A titre informatif, sans exclure ces 4 départements, le taux d'enfouissement BT national est de 49,5%, soit 1,1 point au-dessus de la valeur affichée dans le tableau de bord, sur chaque année.

Sur la concession, en 2024 et selon l'inventaire du concessionnaire à date, au total 20 communes (sur les 32) sont concernées par la présence de BT aériens nus, toutefois, 5 communes rassemblent plus de la moitié du total (53%). Ces communes sont :

- Les Abymes : 5,2 km de BT aériens nus (soit 15,1% du réseau BT total) ;
- Trois-Rivières : 3,9 km de BT aériens nus (soit 11,5% du réseau BT total) ;
- Vieux-Habitants : 3,4 km de BT aériens nus (soit 10% du réseau BT total) ;
- Basse-Terre : 3,4 km de BT aériens nus (soit 9,9% du réseau BT total).
- Capesterre-Belle-Eau : 2,2 km de BT aériens nus (soit 6,4% du réseau BT total).

Il faut rappeler que dans les inventaires BT du concessionnaire issus du SIG, contrairement au réseau HTA, les **typologies des isolants des réseaux BT ne sont pas décrites** (tout comme en hexagone), ce qui ne permet pas de connaître sans approximation les linéaires de câbles souterrains présentant des défaillances comme les CPI BT et les BT NP (Neutre Périphérique).

Remarque : contrairement à Enedis en hexagone, EDF SEI n'a pour l'instant pas engagé de démarche en Guadeloupe de fiabilisation de l'inventaire des réseaux BT nus entre le SIG et la réalité du terrain. Pour Enedis, cela avait en moyenne abouti à la suppression de 30% des réseaux BT nus du SIG (qui étaient déjà du réseau torsadé sur le terrain, ou déjà déposés, principalement).

Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation en charge ont amené le nombre de **postes HTA/BT** à croître de +32 unités en 2024. Plus précisément, 45 nouveaux postes ont été mis en service en 2024 (dont 25 postes « cabines basses », 15 « PSSA » et 4 « PSSB »), et 13 postes antérieurs ont été retirés (dont 6 postes « H61 » et 4 « PSSA »).

Les technologies **préfabriquées** (+13 postes) **ou maçonnées** (+24 postes) sont généralement privilégiées dans les mises en services. Parallèlement, le nombre de **transformateurs** continue d'augmenter (+32 unités en 2024). Désormais 92,4% des transformateurs sont de la génération 410 V, autorisant des réglages de prises à vide plus élevées que la génération précédente, avec notamment : 0%, 2,5% et 5%.

Les **cabines hautes** sont en cours de suppression. À fin 2024, il reste seulement 4 ouvrages de ce type, valeur stable depuis 5 ans.

La panoplie des compteurs prend en compte depuis 2018 le déploiement en masse des **compteurs numériques**. Seuls les usagers ayant des puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA sont concernés par ce déploiement. Ces ouvrages se dénombrent à plus de 208 000 compteurs sur la concession, soit un taux de **déploiement de 94,6%** à fin 2024 (en hexagone ce programme a commencé avant en 2015, et atteint un taux comparable avec 95% pour l'exercice 2024).

EDF SEI a indiqué avoir pour objectif de cibler un taux de 100% d'ici fin 2027.

4.4 La continuité d'alimentation

La continuité d'alimentation est mesurée principalement par le **temps de coupure moyen par usager BT (critère B)** et les nombres moyens de coupures longues, brèves et très brèves subies par les usagers. Le temps moyen de coupure par usager, ou critère B, se décompose selon les deux causes d'interruption (incidents et travaux) et les trois réseaux concernés (HTA, BT et amont). La production n'est pas prise en compte.

En considérant la prudence de lecture et d'utilisation des résultats du critère B présentés dans le CRAC, évoquée dans la partie 2.3 de ce rapport, les observations d'AEC sont les suivantes :

Le **critère B HIX** (Hors Evènement Exceptionnel) de la concession après avoir présenté une baisse régulière annuelle de 223 à 191 minutes (soit -32 minutes en 3 ans) entre 2019 et 2022, a augmenté de +40 minutes en 2023 puis +15 minutes en 2024 pour atteindre 246 minutes (soit 4h et 6 minutes sur l'année). **Parmi les 8 dernières années, l'année 2024, est l'année la plus élevée en termes de critère B HIX.**

La régulation incitative de la CRE indique un objectif de 220 minutes de critère B HIX pour EDF SEI sur la période 2022-2025.

Non pris en compte dans les modalités de calcul du critère B HIX, l'année 2024 a été touchée par d'autres temps de coupure très contraignants pour les usagers. Du 16 septembre au 26 octobre 2024, des **grèves du personnel des centrales de productions ont impliqué des déconnexions des systèmes de productions insulaires**. Ces coupures volontaires ont été enregistrées quasiment quotidiennement durant cette période, elles ont provoqués au total sur l'année 219 minutes de coupure en moyenne par usager (contre 1 240 minutes en 2023), soit près de 3 heures et 40 minutes, ce qui est considérable. Au total, 29 communes ont été concernées, mais, les communes qui ont été les plus touchées durant ces journées de coupures en lien avec des grèves sont Les-Abymes (45 min. de Critère B « grève »), Baie-Mahault (29 min.), Le-Gosier (17 min.) et Sainte-Anne (13 min.).

Recommandation : certains jours de grèves ont été classés en exceptionnel d'autres non, il est indispensable que le concessionnaire applique uniformément les règles de la CRE. Ainsi, 126 minutes de « critère B grève » sont en exceptionnels et 82 minutes ne le sont pas.

Recommandation : le concessionnaire a indiqué en séance que la localisation GPS des incidents HTA devrait être communicable pour l'exercice 2025 ou 2026.

Au final, le 25 octobre 2024, un black-out a affecté l'ensemble de la Guadeloupe, point culminant de plusieurs mois de fortes tensions sur le système électrique. Ces tensions faisaient suite à un conflit social majeur chez les **deux principaux producteurs d'électricité du territoire**, entraînant des indisponibilités prolongées de production et des délestages réguliers. Ce black-out qui a donc coupé la totalité des 231 933 usagers guadeloupéens, durant plus de 24 heures pour plus de 70% des usagers, n'est pas visible dans les données communiquées, **cela signifie que ce black-out n'est pas comptabilisé dans les critères B HIX et TCC.**

En moyenne sur les 3 dernières années (2022-2024), les communes à l'Est de Grande-Terre, les communes de Marie-Galante et des Saintes ont été les plus concernées par un **critère B HIX sur incidents** plus élevé que la moyenne de la concession. Les 10 communes suivantes ont notamment un critère B HIX sur incidents supérieur à 4 h/an en moyenne sur la période 2022-2024 (hors grève et hors black-out) :

- Anse-Bertrand : 335 minutes de B incidents HIX ;
- Deshaies : 324 minutes de B incidents HIX.
- Bouillante : 294 minutes de B incidents HIX ;
- Le Lamentin : 273 minutes de B incidents HIX ;

- Capesterre-de-Marie-Galante : 272 minutes de B incidents HIX ;
- Saint-Louis : 272 minutes de B incidents HIX ;
- Terre-de-Haut : 271 minutes de B incidents HIX ;
- Trois-Rivières : 262 minutes de B incidents HIX ;
- Port-Louis : 261 minutes de B incidents HIX ;
- Le Moule : 254 minutes de B incidents HIX.

La part des **incidents HTA** dans le critère B est majoritaire avec 76%, soit 187 minutes de coupure en 2024. Le reste du critère B HIX de 2024 est réparti entre les coupures pour **travaux HTA** (56 min, soit 23% du total), les coupures pour incidents BT (2 minutes, soit 1% du total) et les coupures pour travaux BT (1 min, soit 1% du total). Avec 0,4 minutes de critère B, **l'amont** rassemblant les coupures aux niveaux des postes sources et du réseau de transport, représente moins de 0,1% du total en 2024.

***Recommandation** : il est indispensable que le concessionnaire communique à l'AODE plus de précisions sur la fiabilité et le bon fonctionnement des OMT lors des incidents HTA.*

EDF SEI a expliqué que contrairement à Enedis en hexagone, il n'existe pas d'équipe TST HTA (Travaux Sous Tension HTA) en Guadeloupe, ce qui explique la proportion des temps de coupure pour travaux HTA. Les moyens de réalimentations provisoires sont principalement des **groupes électrogènes**.

Comme indiqué dans les attentes majeures de fiabilisation (*cf. partie 2.3 de ce rapport*), et comme cela a déjà été évoqué lors des audits antérieurs, il est capital que la collecte des causes des incidents HTA gagne en fiabilité et exhaustivité. En effet en 2023 et 2024, 60% et 63% des incidents HTA sont collectés par EDF SEI avec une cause « inconnue ». Plus précisément ce manque de précision touche surtout les réseaux HTA souterrains, avec 106 incidents HTA, sur un total de 227 incidents en 2024 avec une cause inconnue, soit 47%.

A titre informatif et comparatif, dans les statistiques d'AEC pour les concessions auditées en hexagone sur les territoires concédés à Enedis, le taux d'incidents HTA HIX avec un siège « inconnu » est de 10% (sur un total de 11 100 incidents HTA dans le panel).

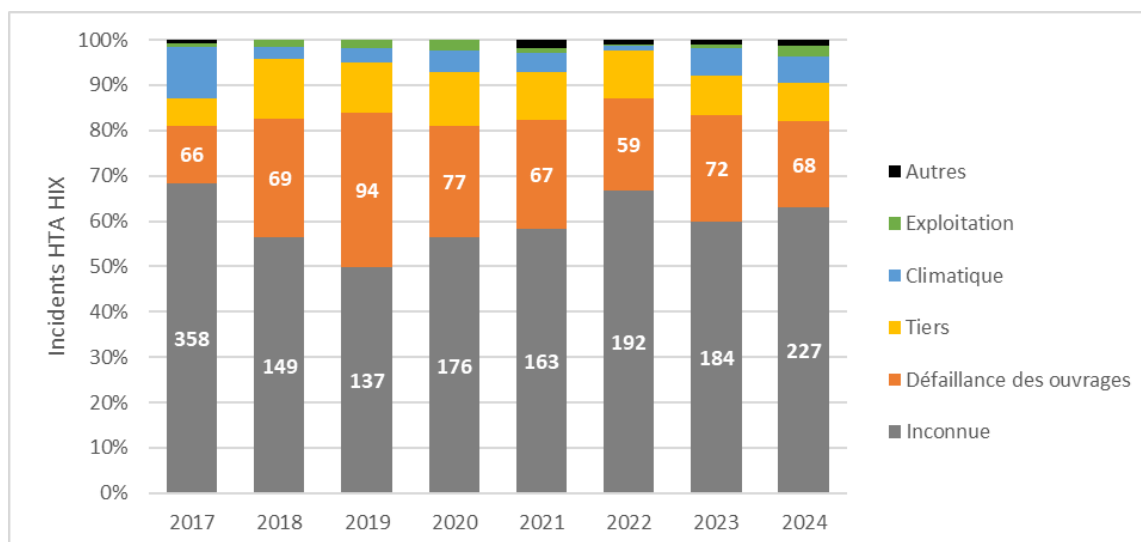


Figure 2 : répartition des causes des incidents HTA HIX, dont les causes « inconnues » (dont « autres causes » et « Cause inconnue avec circonstances atmosphériques normales »)

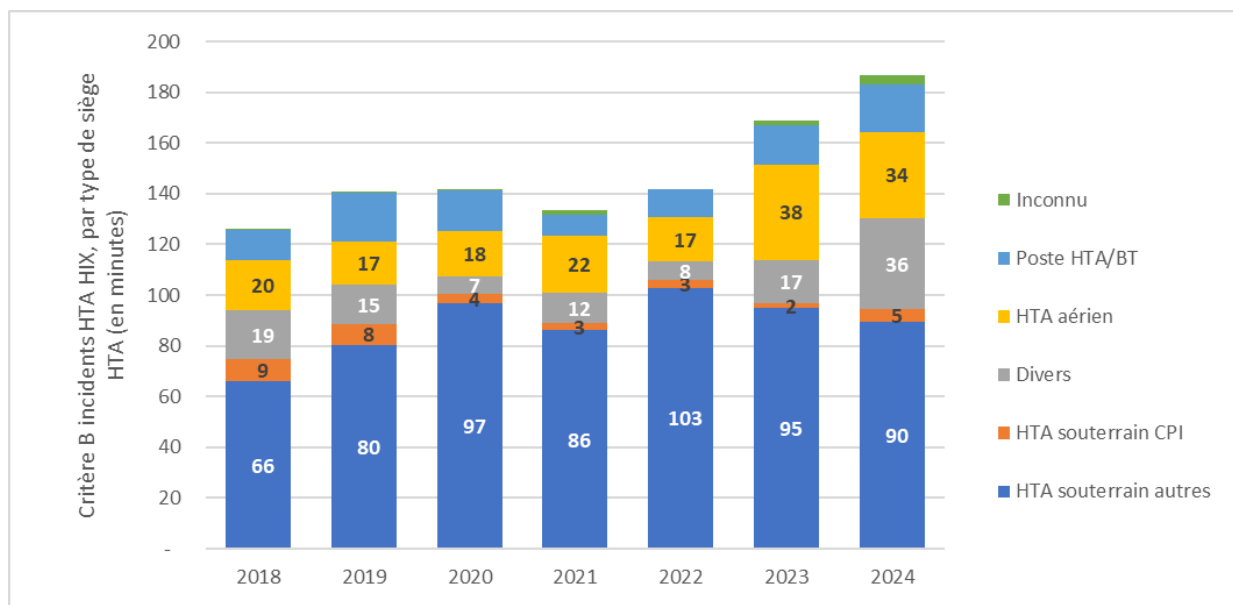


Figure 3 : répartition du critère B annuel sur incidents HTA HIX, par siège (en minutes)

Comme le montre le graphique précédent, les **réseaux souterrains HTA (toutes technologies confondues)** représentent en moyenne depuis 2018, environ 63% des temps de coupure sur incident HTA HIX (entre 51% en 2024 et 75% en 2022). Ils restent donc la **cible prioritaire** d'actions pour réduire le niveau de discontinuité de la concession.

Dans le détail, parmi les 63%, les réseaux souterrains CPI représentent une part du critère B très faible (17 minutes en moyenne sur 7 ans) avec 3% du total du critère B HIX sur incident HTA. Alors que les réseaux HTA souterrains synthétiques représentent une part très élevée avec 59%.

Représentant 6,0% des réseaux HTA de la concession, ou 7,7% des réseaux HTA souterrains, **les câbles CPI contribuent relativement faiblement au critère B incidents HTA du Sy.MEG**. Ce faible impact s'explique par le fait que ces ouvrages sont principalement installés dans les centres bourgs avec des « schémas en coupure d'artère », qui permet de réalimenter rapidement les postes HTA/BT par un autre tronçon. En revanche, en cas de « double défaut », c'est-à-dire s'il y a 2 incidents sur le même départ, les postes situés entre les 2 défauts ne sont pas ré-alimentables rapidement, et dans ces cas, les NiTi se cumulent considérablement.

En complément de ce risque, les câbles CPI sont le siège de nombreux incidents HTA, en 2024 sur les 189 incidents souterrains HTA HIX du territoire, 11 ont eu lieu sur des **câbles CPI soit 6% du nombre incidents souterrains**. Cela représente une incidentologie de 8 incidents pour 100 km de réseaux, soit un ratio proche des autres câbles souterrains synthétiques avec 11 inc./100 km. **Ce potentiel risque de double défaut d'une part, et ce taux d'incidents élevé d'autre part, font des câbles CPI vieillissants une cible importante dans les programmes de renouvellement, même si les gains sur le critère B incidents ne seront pas toujours manifestes.**

Contrairement aux statistiques des réseaux d'Enedis en hexagone, les réseaux souterrains synthétiques de la concession du Sy.MEG sont tout autant incidentogènes que les réseaux HTA souterrains CPI. Il est ainsi indispensable que les causes des incidents souterrains HTA soient mieux répertoriées afin de pouvoir analyser ce phénomène.

L'incidentologie des réseaux HTA souterrains du Sy.MEG est particulièrement élevée avec au global 10,3 incidents pour 100 km, alors que le maximum observé par AEC en hexagone est de 7 incidents pour 100 km (et la moyenne de 4 incidents pour 100 km). Le ratio de la concession est ainsi 2,5 fois supérieur à la moyenne observée en 2024.

Avec 16%, les **réseaux HTA aériens** ne sont pas négligeables mais impactent moins la concession en moyenne sur le Critère B HIX. Ces derniers ont en revanche particulièrement concernés dans le **Critère B sur événements exceptionnels**, comme ce fut le cas en 2017 lors de **l'ouragan Maria**. Cette année-là, en supprimant le filtre « exceptionnel », alors les incidents sur les réseaux HTA aériens rassemblaient 85% du Critère B annuel sur incidents HTA TCC, contre 16 en moyenne entre 2018 et 2024.

4.5 La qualité de tension sur les réseaux

A fin 2024, au total **1 seul départ HTA en contrainte de tension maximale annuelle de plus de 5%** a été répertorié, soit la quantité la plus faible depuis 7 ans.

En 2022, parmi les 4 départs, 1 départ avait une chute de tension maximale (CT HTA) supérieure à 7%, il s'agissait du départ PT-CAN du Poste Source BLANCHET, qui était concerné depuis au moins 2019, avec une CT max HTA oscillant entre 7,1% et 7,3%. En 2024, ce départ HTA a désormais une CT max de 0,1%, en effet il a été modifié, il mesure désormais 15 km contre 60 km auparavant, et alimente 18 postes HTA/BT contre 61 en 2022. Ainsi, le nombre de clients BT alimentés a été divisé par 8, et le nombre de clients HTA est passé de 10 à 2.

Les 3 autres départs HTA avec des CT HTA max comprises entre 5 et 7% en 2022 (DESHAI, LAMENT et BLANHC), ont tous désormais des contraintes aux alentours de 4,3% en 2024.

Avec 5,03% le départ ANSE-B du PS Blanchet, est le seul départ HTA sous surveillance en ce qui concerne la qualité de tension.

En outre, le taux de départs HTA de la concession dont la chute de tension maximale excède 5% est comparable à la moyenne des valeurs constatées par ailleurs : 0,8% en 2024 contre 0,6%, statistiques AEC 2024.

En ce qui concerne les contraintes de tension sur le réseau BT, le nombre de **clients considérés comme mal alimentés (CMA)** est de 3 376 CMA en 2024, et a augmenté de +5% par rapport à 2023. Plus précisément, les variations sont de +6% en zone ER (+178 CMA) et de -7% en zone RU (-20 CMA).

Le taux de CMA BT s'établit désormais à 1,5%, est supérieur à la moyenne de 2024 en hexagone de 0,4%, et est proche du maximum observé par AEC.

EDF SEI a précisé durant l'audit en 2023, qu'il a fait évoluer sa méthode statistique de façon à prendre en compte la production décentralisée sur le réseau basse tension, ce qui explique en partie les hausses des CMA :

Réponse complémentaire audit exercice 2023 : « Pour l'évaluation du nombre de CMA en tenue de tension, EDF met en œuvre une méthode statistique, homogène sur l'ensemble du territoire national. Cette méthode utilise un modèle statistique qui, compte tenu de la structure du réseau, de la répartition des consommations, des productions et des courbes de charges types, donne une évaluation du nombre de clients susceptibles de connaître des chutes de tension nécessitant des travaux de renforcement du réseau. »

L'évaluation qui est faite en conditions de forte consommation et dans un schéma normal d'exploitation, s'appuie sur un modèle de charge moyen par client qui s'affranchit de l'impact des fluctuations climatiques sur les appels de puissance, et qui apporte une homogénéité des résultats au niveau national.

EDF est dans une démarche continue d'amélioration de son modèle d'évaluation statistique des chutes de tension sur le réseau basse tension. C'est dans ce cadre qu'en 2023, EDF a fait évoluer sa méthode statistique de façon à prendre en compte dans la modélisation, la production décentralisée sur le réseau basse tension. Ce nouveau calcul permet d'assurer une cohérence entre les outils de diagnostic et de développement réseau sur tous les niveaux de tension et enfin d'améliorer la précision des calculs par une représentation plus fine du réseau, de sa charge et des raccordements ainsi qu'une prise en compte des pertes-joules en BT. Par ailleurs, les données de consommation des compteurs numériques permettent de fiabiliser les historiques de consommation et à terme les profils de charge utilisés dans la méthode statistique ».

Cinq communes présentent notamment des fortes hausses annuelles des nombres de CMA en 2024 avec +6 800% à La Désirade (passant de 1 à 69 CMA), +300% à Gourbeyre (de 7 à 28 CMA), +135% à Bouillante (de 34 à 80 CMA), +119% à Anse-Bertrand (de 48 à 105 CMA) et Le Moule +102 CMA (de 425 à 527 CMA).

A fin 2024, avec 10 DMA BT et 527 CMA (en hausse de +102 CMA en 2024), la commune du Moule est la plus concernée par le sujet des chutes de tension maximale sur les réseaux BT, la 2^{ème} commune est Port-Louis avec 9 DMA BT et 323 CMA (-11 CMA en 2024).

***Recommandation** : la question complémentaire suivante n'a pas reçu de réponse « Comment expliquez-vous ces hausses importantes en nombre de CMA entre 2023 et 2024 : Anse-Bertrand (de 48 à 105 soit +120%) ; Bouillante (de 34 à 80 soit +135%) ; Gourbeyre (de 7 à 28 soit +300%) ; à La Désirade (de 1 à 69 CMA) et au Moule (de 425 à 527, soit +102 CMA) ? » il est nécessaire que le concessionnaire réponde.*

Le résultat total montre ainsi une stabilité du nombre de DMA BT restant à 79 CMA en 2023 et en 2024 (sur un total de 9 688 départs BT inventoriés). Toutefois en comparant plus précisément les départs BT à fin 2023 et à fin 2024, il est possible d'observer que **-32 DMA BT à fin 2023 ont été traités et ne sont plus des DMA en 2024**, et qu'**a contrario, +38 départs BT n'étaient pas des DMA en 2023, et le sont devenus en 2024**. En outre, parmi les 79 DMA BT à fin 2024, 34 le sont depuis au moins 4 ans, soit 43%.

***Remarque** : pour l'instant, les données issues des compteurs numériques qui permettraient de confirmer les estimations des DMA ne sont pas encore transmises aux AODE. Il s'agit notamment des « excursions de tension par BT mesurées par les compteurs numériques » et des « ouvertures de breakers ».*

4.6 Les dépenses d'investissements et de maintenance du concessionnaire

En vue d'améliorer la qualité de la desserte électrique sur le territoire, le concessionnaire a investi 18 M€ en 2024 sur la performance et la modernisation des réseaux, auxquels s'ajoutent 17,4 M€ imposés par les opérations de raccordement, 4,3 M€ pour les exigences réglementaires et 10,3 M€ pour le déploiement des compteurs numériques, ce qui donne un total de dépenses d'investissements (CAPEX) d'EDF SEI dépensés sur la concession en 2024 de 51,9 M€, à nouveau en forte croissance de +11,9 M€ soit +30% en 2024, après une hausse de +8,2 M€ en 2023, soit +26% en un an.

En 2024, les raccordements représentent 34% des **dépenses totales d'investissements**, et sont en augmentation chaque année depuis 2020 de +3 M€/an en moyenne.

Dans le cadre du déploiement des compteurs numériques qui a débuté en 2018, EDF SEI a dépensé au total 43,8 M€ en 7 ans, dont 10,3 M€ sur la dernière année. L'année 2024 a été marquée par une 2^{ème} forte accélération du déploiement avec une hausse annuelle des dépenses de +18%.

Entre 2020 et 2023, les investissements sur la concession « performance et modernisation du réseau » étaient quasiment stables et oscillaient entre 10,6 M€ et 12,8 M€, avec une moyenne de 12,0 M€/an. En 2024, cette catégorie de dépenses délibérées est en forte croissance avec +48%, soit +5,8 M€, pour atteindre 18 M€. Ce niveau n'avait pas été atteint depuis 2014.

Ramenés aux nombres d'utilisateurs le ratio de dépenses « performance et modernisation du réseau » d'EDF SEI est de 78 €/utilisateur en 2024 pour la concession du Sy.MEG (en hausse annuelle de +25€/utilisateur). Ce ratio est plus de 2 fois supérieur au ratio national d'Enedis de 34 €/utilisateur³ en 2024.

Il s'agit d'un ordre de grandeur, et d'un ratio « brut » et discutable, mais il permet une observation à titre indicatif, et par exemple, de positionner la moyenne des investissements [2019-2024], par rapport au critère B HIX moyen de la période précédente [2015-2019].

En termes de maintenance, les principales dépenses sont orientées sur les prestations d'élague afin de maintenir la végétation à bonne distance des ouvrages électriques, et ainsi réduire les probabilités d'incidents dus à la végétation. En 2024, plus de 330 km de réseaux (HTA et BT confondus) ont été élagués, ce qui est stable depuis 3 ans. En outre, les dépenses associées sont également stables avec 1,1 M€/an en 2022 et en 2024.

Parmi les autres activités du concessionnaire sur l'entretien et la maintenance, le Sy.MEG désirerait avoir un indicateur de suivi par commune du nombre de supports vétustes diagnostiqués chaque année, et aussi du nombre de supports vétustes changés par commune et par an. En effet, il s'agit d'un sujet prégnant, les élus remontent régulièrement des observations sur ce sujet auprès du Sy.MEG et les utilisateurs particuliers manifestent également des craintes sur l'état des supports les alimentant, notamment à l'approche de la période cyclonique.

Pour l'audit de l'exercice 2023, EDF SEI n'était pas favorable pour donner suite à cette demande : « *Ce point n'est pas prévu à date et reste du domaine de l'exploitation* ». Pour l'audit de l'exercice 2024, EDF SEI paraît plus ouvert pour donner suite positivement à cette demande : « *En cours d'instruction pour le prochain contrôle.* »

Sans intervenir dans les choix d'interventions de son concessionnaire, l'autorité concédante propriétaire des réseaux de distribution est en droit d'obtenir des indicateurs de suivi relatifs aux « supports vétustes ». Ce sujet sera de nouveau évoqué lors du prochain audit, afin de pouvoir obtenir les éléments demandés.

EDF SEI a indiqué qu'en 2024, 589 supports ont été remplacés suite à des réclamations.

*A noter que les données de l'exercice 2024 ont fait l'objet d'un **focus spécifique** relatif aux besoins en renouvellement, aussi une analyse complète du plan pluriannuel d'investissements et un zoom sur les incidents HTA et BT, avec la livraison au Sy.MEG de **trois rapports détaillés**.*

³ Source : URD groupe EDF SEI « Document d'Enregistrement Universel 2024 », « Investissements Bruts d'Enedis » page 57.

5. Domaine comptable et financier

5.1 Le patrimoine comptable de la concession

Le patrimoine concédé était valorisé à 739 M€ à fin 2024 en **valeur brute (VB)**, en augmentation de +37 M€ sur un an (+5,3%). La valeur brute par usager est égale à 3 186 €/usager en 2024 et se situe proche des ratios moyens constatés par AEC en hexagone (3 163 €/usager en 2024).

Les réseaux HTA souterrains rassemblent la plus grande part de la valeur d'actif de la concession avec 25% et 187 M€ en hausse annuelle de +6%. La 2^{ème} plus grande part est celle des ouvrages de branchements non localisés avec 18,4% et 136 M€ en hausse de +4%, et la 3^{ème} est celle des réseaux BT souterrains avec 14% et 106 M€, en hausse de +6%. Les hausses annuelles relatives les plus importantes sont enregistrées pour les compteurs numériques avec +36% et pour les transformateurs HTA/BT +16%.

Le taux d'amortissement global de la concession a diminué de -0,4 point en 2024 pour atteindre 45,7%, un taux proche de la moyenne observée par AEC. Les postes et transformateurs HTA/BT, les comptages non localisés et les branchements non localisés présentent les taux d'amortissement les plus élevés des ouvrages en concession.

Le stock des **provisions pour renouvellement (PR)** était en hausse régulière depuis 2015, avec une augmentation de 13 M€ en 2022 à 16 M€ en 2023, soit +3 M€/an et +23%. Le précédent contrat de concession en vigueur permettait toujours les dotations annuelles aux PR

Désormais, le nouveau contrat de concession qui est entré en vigueur au 1^{er} janvier 2024 implique la fin de la dotation annuelle aux PR, et le maintien du stock du PR constituées jusqu'à fin 2023, pour être utilisé lors de renouvellement d'ouvrages. Ce changement de contrat explique pourquoi pour la 1^{ère} fois le stock de PR a diminué avec -0,3 M€ en 2024.

L'évolution du stock de PR est la résultante de 3 **flux**. Pour l'année 2024, ces flux sont :

- La **dotation** totale aux PR est de +0,3 M€ (contre +3,5 M€ en 2023), pour des reliquats que les branchements ONL et le transformateurs ;
- En parallèle -0,5 M€ de PR ont été utilisées pour financer les ouvrages renouvelés et affectées en tant que financement concédant sur les ouvrages renouvelés (-0,5 M€ comme en 2023) ;
- Aucune PR n'a été **reprise** et remontée au résultat d'EDF SEI en 2024, ce qui paraît surprenant et nécessite vérification par EDF SEI (aucune reprise en 2023 et -0,2 M€ en 2022).

Fin 2024, plus de la moitié (55%) du stock de PR de la concession a été constitué sur les ouvrages HTA, 29% pour les branchements ONL et 5% sur les réseaux BT.

Pour rappel, dans le contrat de concession précédent, les dotations aux PR étaient prévues uniquement sur les ouvrages renouvelables avant le terme du contrat de concession en vigueur, et les réseaux BT ainsi que les postes HTA/BT situés en **zone rurale au sens du FACÉ n'étaient pas concernés par ces dotations** à la maille de la concession (un mécanisme de dotation à l'échelle nationale faisait office). Cela explique en partie pourquoi sur la concession du Sy.MEG, les réseaux BT qui regroupent 26% de la valeur brute ne représentent que 5% du stock de PR.

En ajoutant à cette baisse du stock de PR, un niveau conséquent d'investissements du concessionnaire (augmentant fortement la VNC des financements d'EDF SEI de +9%) sur l'exercice 2024, cela a pour effet

mécanique de fortement augmenter chaque année la **dette potentielle du concédant envers le concessionnaire**, de 194 M€ en 2023 à 216 M€ en 2024. A noter que cette dette théorique et potentielle du Sy.MEG envers EDF SEI s'élevait à 145 M€ à fin 2015. Ce résultat ne peut être présenté sans apporter des précisions indispensables à sa lecture, car chaque composante de son calcul est assortie de divers biais : allongements des durées de vie comptable de nombreux ouvrages, écarts de valorisation (VRG) des ouvrages construits sous MOA concédant, contributions des raccordements non considérées comme des financements externes, particularité des PR sur les « biens ER », etc.

5.2 Le compte d'exploitation de la concession

La lecture et l'analyse du compte du résultat dans le CRAC ont provoqué de nombreuses questions pendant et après l'audit. Les réponses apportées par le concessionnaire sur cet aspect du contrôle ne sont à ce jour pas assez suffisantes, pour permettre un audit complet de ce sujet. Les commentaires des indicateurs du compte de résultat nécessitent une grande quantité de prérequis. Ces prérequis sont détaillés dans le rapport d'audit spécifique à la comptabilité et au compte de résultat, c'est pourquoi cette partie du TDB n'est pas commentée dans la note de synthèse.

En 2024, une augmentation des recettes d'exploitation est observée, bien supérieure à celle des charges d'exploitation :

- Les recettes d'exploitation atteignent 132 M€ en 2024, soit +3,2 M€ en 2024 (+2,4%), cette hausse est la résultante de la baisse de -0,5 M€ des recettes d'acheminement qui intègrent d'une part un effet prix et d'autre part une forte composante de « reversement du TURPE d'Enedis à EDF-SEI », de la hausse de +0,4 M€ des recettes de raccordements et surtout de la hausse de la PSI de +3,1 M€ (production stockée immobilisée) en lien avec la hausse des investissements du concessionnaire ;
- Les charges d'exploitation s'élèvent à 123 M€ en 2024, soit +1,7 M€ en 2024 (+1,4%), portée par la forte hausse autres dotations d'exploitation (+3 M€), la fin des dotations aux provisions pour renouvellement (-3 M€), la hausse des charges de personnel (+1 M€) et la baisse des impôts et taxes (-1,9 M€) et la hausse des autres consommations externes (+1,1 M€).

En conséquence des points ci-dessus, en 2024 une légère augmentation du résultat d'exploitation de la concession de +1,4 M€ en 2024 (soit +20%) avant péréquation.

- 8,5 M€ de bénéfice d'exploitation avant péréquation en 2024 (+vs 7,1 M€ en 2023) ;
- 12,9 M€ de bénéfice d'exploitation après péréquation en 2024 (vs +20,6 M€ en 2023) de par l'application de la contribution à l'équilibre de +4,4 M€ dont « bénéficie » la concession du Sy.MEG au titre de l'exercice 2024 (vs +13,6 M€ l'année précédente) ;
- La concession affiche une rentabilité nette (taux de marge avant péréquation) de +7,7% en 2024, inférieure à la moyenne des concessions SEI (+11,7% en 2024) et comparable à la moyenne des concessions Enedis (+6,7 % en hexagone pour Enedis en 2024).

*A noter que les données de l'exercice 2024 ont fait l'objet d'un **focus spécifique** sur le compte de résultat du CRAC, également un bilan patrimonial complet, un suivi des écarts d'inventaire et un audit comptable des chantiers, avec la livraison au Sy.MEG de **quatre rapports détaillés**.*

6. Domaine clientèle

6.1 Les usagers de la concession

La concession continue de suivre un rythme d'évolution à la **hausse de son nombre d'usagers** (+0,7% en 2024 contre +1,0% en 2023) pour atteindre près de 232 000 usagers. La **consommation** électrique totale est en hausse avec +2,8% en 2024 contre +0,7% l'année précédente.

Les usagers Tarif Bleu représentent 67% de cette consommation totale en 2024, et les 483 usagers Tarif Vert (1 de plus en 2024), rassemblent 23%.

La **consommation moyenne** d'électricité d'un usager Tarif Bleu de la concession est de 4,4 MWh/an en 2024, en hausse annuelle de +0,2 MWh/an, soit +3% au total. Après 7 ans de baisse, c'est la première année avec un retour à la hausse. A titre informatif, la moyenne nationale calculée par AEC (90 AODE) est de 4,8 MWh/an (avec un minimum de 3,3 et un maximum de 6,4 MWh/an/us.). Les écarts sont très variables par département en fonction des taux de pénétrations et d'usages des autres énergies pour le chauffage (gaz, fioul, bois, réseau de chaleur, etc.)

Entre 2023 et 2024, la légère hausse des volumes consommés (et une hausse du nombre d'usagers) conjuguée aux augmentations des tarifs du TURPE 6 induit une hausse des **recettes totales d'acheminement** de +5,9 M€ HT, soit +7,3% en 2024 (contre +6 M€ HT l'année antérieure). Le TURPE 6 HTA/BT étant entré en vigueur en août 2021, pour une durée de 4 ans. Le TURPE 7 s'applique depuis août 2025.

De plus, les **recettes totales de fourniture** ont particulièrement augmenté notamment à la suite des hausses des grilles tarifaires des TRV, avec une hausse de 288 M€ HT en 2023 à 326 M€ HT en 2024, soit +38 M€ HT en une seule année, soit +13% en 2024, contre +25% en 2023. Toutefois, les pouvoirs publics avaient plafonné en € TTC cette hausse à **+4% en € TTC du 1^{er} février 2022 au 31 janvier 2023, puis à +15% en € TTC le 1^{er} février 2023 et enfin à +10% en € TTC le 1^{er} août 2023**. En 2022, la mise en place de **boucliers tarifaires par l'Etat** permet de lisser les tarifs d'électricité dans le temps, et d'éviter de trop fortes augmentations des factures des clients aux TRV.

Selon les ratios calculés pour la concession, le kWh d'électricité d'un usager au **Tarif Bleu (TB)** est de près de 22,7 c€ HT en 2024, contre 20,6 c€ HT en 2023 et 11 c€ HT en 2017, soit une hausse en 6 ans de +110% en € HT.

Les **producteurs** représentent 1 939 installations, en légère hausse de +207 unités (+12%), en parallèle la puissance raccordée aurait, selon les informations dans le CRAC, diminué de 266 à 208 MVA. Les producteurs **photovoltaïques** représentent 98,5% du nombre d'installations raccordées au réseau de distribution (HTA ou BT) d'EDF SEI.

***Recommandation :** la question complémentaire suivante n'a pas reçu de réponse « comment expliquez-vous que le nombre d'installations « autres » ait diminué de 8 à 3 ? Et par ailleurs que la puissance associée ait diminué de 114 à 38 MVA ? », il est nécessaire que le concessionnaire réponde.*

6.2 Les raccordements

Le volume de **raccordements en soutirage** (tous segments confondus) est en hausse de +17% en 2024 avec 1 918 raccordements réalisés, soit 278 de plus que l'année précédente.

Le nombre de **raccordements BT en injection** est stable avec 22 nouvelles installations de productions raccordées au réseau les deux dernières années.

Les délais moyens de production d'un devis de **raccordement (pour les raccordements BT<36 kVA sans adaptation) pour les soutirages** sont en baisse de 8 à 6 jours, **et pour les injections** sont en hausse de 59 à 76 jours.

A noter que les données de l'exercice 2024 ont fait l'objet d'une rapport spécifique d'audit d'un échantillon de dossiers de raccordements.

6.3 La qualité de service

En considérant la prudence de lecture et d'utilisation des résultats relatifs aux réclamations présentés dans le CRAC, évoquée dans la partie 2.3 de ce rapport, les observations d'AEC sont les suivantes :

Le volume de **réclamations** traitées par EDF SEI est en hausse en 2024 par rapport à 2023 avec +8% pour atteindre 7 991 réclamations. **Depuis 2019, le volume total de réclamations a connu 5 hausses successives.**

Les conflits sociaux de PEI en 2023 et 2024 ont provoqué de nombreuses réclamations supplémentaires par rapport aux années précédentes.

Les réclamations relatives à la « **qualité de fourniture** » rassemblent la plus grande part avec 42% du total, en faible variation sur un an de -0,4%. Puis les réclamations sur la « **relève et facturation** » regroupent 38% du total, et sont en hausse avec +43%. Les réclamations sur l'« **accueil** » rassemblent 19% du total, et sont en augmentation avec +13%.

Le taux de réponse sous 15 jours aux réclamations par EDF SEI dépassait 96,5% en 2022 et 2023, mais ce taux a fortement diminué de -8 points, pour redescendre à 89,1%.

*A noter que les données de l'exercice 2024 ont fait l'objet d'un **focus spécifique** relatif à l'audit d'un échantillon de dossiers de raccordement, d'un échantillon de signalement, d'un échantillon de réclamation et d'un rapport global sur les indicateurs clientèles, avec la livraison au Sy.MEG de **quatre rapports détaillés**.*

Recommandation : la question suivante « Pourriez-vous nous transmettre une liste de 2024 des interventions, notamment celles relatives aux supports vétustes et aux actions post réclamations, avec les dates d'enregistrement et de réalisation ? » n'a pas obtenu de réponse satisfaisante « Cette demande relève de l'organisation interne d'EDF-SEI, Les informations demandées ne peuvent être communiquées ». En effet l'audit a montré de nombreuses défaillances sur la réalité des interventions après réclamation. Certaines sont notamment considérées traitées, alors qu'aucune intervention n'a finalement été faite.

6.4 Les usagers en difficultés financières

EDF SEI a reçu courant 2024, de la part de ses clients, 46 564 **chèques énergie « annuel »** du millésime 2024 et également 46 038 du millésime 2023. Le taux de bénéficiaire par rapport au nombre de Tarif Bleu est de 20%.

Rappelons qu'à fin 2017, 52 104 clients bénéficiaient du **TPN**. Ainsi, à fin 2024, le nombre de bénéficiaires du chèque énergie sur la concession est supérieur au nombre de bénéficiaires du TPN, notamment en raison d'un élargissement des conditions d'éligibilité.

***Rappel :** le Chèque Energie a remplacé le 1^{er} janvier 2018 les deux tarifs sociaux de l'énergie (TPN pour l'électricité et TSS pour le gaz). Ce remplacement implique un changement du système d'attribution, mais aussi une élévation de l'équivalence du plafond de revenus permettant d'en bénéficier et une hausse des montants alloués aux bénéficiaires.*

En l'état actuel des textes, les AODE compétentes pour contrôler les tarifs sociaux ne le sont plus pour le Chèque Energie, les résultats sont ainsi transmis par EDF SEI à titre informatif, et pour permettre la connaissance des AODE sur un sujet délicat qu'est la précarité énergétique.

Depuis 2023, le plafond du Revenu Fiscal de Référence (RFR) donnant droit au chèque énergie est désormais de 11 000 € par an, **soit une hausse de +200€ du plafond par rapport à 2022**, pour une personne vivant seule, et de 23 100 € pour un couple avec deux enfants (soit 2,1 UC – Unité de Consommation). Ces plafonds sont identiques dans tous les départements français, donc y compris en Guadeloupe.

Il existe 12 montants de chèques énergie en fonction de la composition familiale et des plafonds de revenus. Ces montants varient entre 48 € et 277 €, **ils n'ont pas évolué depuis 2019**. Les chèques « annuels » sont envoyés aux bénéficiaires durant le mois d'avril.

*Une étude nationale de l'ONPE (Observatoire National de la Précarité Énergétique) indique que depuis 5 ans (2019 à 2024), le **taux d'utilisation des Chèques Energie stagne à 80%**.*

***Point d'inquiétude :** en 2023, le Chèque Energie était encore attribué selon le process prévu initialement. En 2024, à la suite de la fin de la taxe d'habitation en France, le process a perdu son système automatique de détections et de connaissances des ayants-droits, l'Etat a alors choisi que les ayants-droits de 2024 sont les mêmes que ceux de 2023, à défaut de pouvoir faire mieux.*

Le **Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL)** est un montant alloué par EDF SEI au Conseil Départemental (CD). Ce dernier est de 102 k€ en 2024, en forte augmentation de +50 k€ (+96%). Le Conseil Départemental est le gestionnaire du FSL et le décideur des attributions des aides. Ainsi, EDF SEI a principalement le rôle de contribuer au financement de ce Fonds et de communiquer des informations à la demande des travailleurs sociaux.

Le nombre de dossiers aidés pour des clients d'EDF SEI a fortement augmenté en 2024 pour atteindre 356. Cette évolution est difficilement interprétable car le contrôle de concession ne permet pas d'accéder aux chiffres relatifs aux volumes de dossiers aidés pour les clients des fournisseurs alternatifs.

7. Annexe : sigles et abréviations

ADELE	Actif Détaillé et Localisé
AEL	Agence En Ligne
AFC	Amortissement du Financement Concédant
AODE	Autorités Organisatrices de la Distribution d'Energie
APER	(Loi) Accélération de la Production d'Energies Renouvelables
BT	Basse Tension
CAPEX	Capital Expenditure (<i>dépenses d'investissements</i>)
CDT	Changement De Tension
CH	Cabine Haute
CM	Colonne Montante
CMA	Clients considérés Mal Alimentés
CPI	Câble à isolation Papier Imprégné
CRAC	Compte Rendu Annuel de Concession
CRCP	Compte de Régulation des Charges et des Produits
CRE	Commission de Régulation de l'Energie
CST	Contrat de Sortie de Tarif
CT	Contrainte de Tension
DE	Droits en Espèce
DFEI	Distributeur France EDF SEI Investissements
DI	Dérivation Individuelle
DJU	Degrés Jours Unifiés
DMA	Départs Mal Alimentés
DR	Direction Régionale
DT	Direction Territoriale
ELD	Entreprises Locales de Distribution
ER	Electrification Rurale
ETI	Elément Technique d'Identification
FACE	Financement des Aides aux Collectivités pour l'Electrification rurale
FNCCR	Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies
FS	Faible Section
FSL	Fonds de Solidarité pour le Logement
FU	France Urbaine
GDO	Guide Des Ouvrages
GE	Groupe Electrogène
GRD	Gestionnaire du Réseau de Distribution
HIX	Hors Evènement Exceptionnel
HT	Hors Taxe
HTA	Haute Tension A (appelée "moyenne tension")
ILD	Indicateur Lumineux de Défaut
LR	Liaison Réseau

M€	Millions d'euros
Md€	Milliards d'euros
MOA	Maîtrise d'Ouvrages
NOME	(Loi) Nouvelle Organisation des Marché de l'Electricité
OCB	Ouvrage Collectif de Branchement
OMT	Organe de Manœuvre Télécommandé
ONPE	Observatoire National de la Précarité Énergétique
OPEX	Operational Expenditure (<i>dépenses d'exploitation</i>)
PAC	Programme Aléas Climatiques
PAI	Plan Annuel d'Investissements
PCT	Part Couverte par le Tarif
PDV	Prolongation de Durée de Vie
PIH	Plan Industriel et Humain
PPI	Plan Pluriannuel d'Investissements
PR	Provisions pour Renouvellement
PS	Poste Source
PSI	Production Stockée Immobilisée
RFR	Revenu de Référence Fiscale
RP	Rénovation Programmée
RTE	Réseau de Transport d'Electricité
RU	Régime Urbain
SDI	Schéma Directeur d'Investissements
SIG	Système d'Information Géographique
TB	Tarif Bleu
TBNR	Tarif Bleu Non Résidentiel
TBR	Tarif Bleu Résidentiel
TCC	Toutes Causes Confondues
TDB	Tableau De Bord
TECVL	(Loi) Transition Energétique pour la Croissance Verte
TJ	Tarif Jaune
TPN	Tarif de Première Nécessité
TRV	Tarifs Règlementés de Vente
TST	Travaux Sous Tension
TTC	Toutes Taxes Comprises
TURPE	Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité
TV	Tarif Vert
URD	Universal Registration Document (<i>Document d'Enregistrement Universel</i>)
VB	Valeur Brute
VNC	Valeur Nette Comptable
VRG	Valorisation des Remises Gratuites



Syndicat Mixte d'électricité de la Guadeloupe – Sy.MEG

Rapport d'analyse globale de la gestion clientèle Exercice 2024

Janvier 2026 — Version 1

www.aeconseil.fr

18, rue de la Pépinière – 75008 PARIS

+33(0)1 44 70 78 10

contact@aecenergie.fr

Table des Matières

INTRODUCTION	3
1. PROFIL DE LA CLIENTELE, PUISSANCES, CONSOMMATIONS ET RECETTES.....	4
1.1 STRUCTURE DE LA CLIENTELE.....	4
1.2 PUISSANCES SOUSCRITES	5
1.3 CONSOMMATIONS	5
1.4 RECETTES.....	6
2. RELATION CLIENT, DIGITALISATION ET DISPOSITIFS D'ACCOMPAGNEMENT	8
2.1 ESPACES CLIENTS EN LIGNE ET FACTURE ELECTRONIQUE.....	8
2.2 PRELEVEMENT AUTOMATIQUE ET MENSUALISATION	8
2.3 AUTO-RELEVÉ ET CONSEIL TARIFAIRE	9
3. COMPTAGE, RELEVÉ ET FACTURATION	10
3.1 COMPTAGE ET RELEVÉ	10
3.2 FACTURATION	11
4. RECOUVREMENT ET IMPAYES	12
4.1 ACTIVITÉ DE RELANCE	12
4.2 COUPURES DEMANDÉES ET COUPURES EFFECTIVES	12
5. ANALYSE DU TRAITEMENT DES RECLAMATIONS	14
5.1 VOLUMÉTRIE GLOBALE DES RECLAMATIONS TRAITÉES	14
5.2 DELAIS DE TRAITEMENT DES RECLAMATIONS	16
6. PRECARITÉ ÉNERGÉTIQUE ET DISPOSITIFS DE SOUTIEN	17
6.1 CHEQUE ÉNERGIE	17
6.2 FONDS DE SOLIDARITÉ LOGEMENT (FSL)	18
7. FOCUS FRAUDE, PERTES NON TECHNIQUES ET BRANCHEMENTS ILLICITES.....	19
7.1 ENJEUX	19
7.2 PROCÉDURES DE DÉTECTION MISES EN PLACE PAR EDF SEI EN GUADELOUPE.....	19
SYNTHÈSE ET CONCLUSIONS	21

Introduction

La gestion clientèle constitue un volet structurant de l'exécution du service public de distribution d'électricité concédé au Sy.MEG : elle conditionne la qualité de service rendue aux usagers (relève, facturation, traitement des réclamations, etc.), la maîtrise du risque économique (impayés, coupures, etc.), ainsi que la prise en compte des enjeux sociaux (précarité énergétique notamment).

L'exercice 2024 s'inscrit dans un contexte de sollicitation accrue des processus clientèle, avec des évolutions de consommation, de recettes et de comportements clients qui peuvent affecter à la fois la compréhension des factures, la dynamique d'impayés et les volumes de réclamations. Dans ce cadre, l'autorité concédante a intérêt à objectiver la performance, à analyser les évolutions récentes et à identifier des actions d'amélioration ciblées.

Le présent rapport vise à évaluer la gestion globale de la clientèle au titre de l'exercice 2024, sur le périmètre de la concession Sy.MEG, au travers des axes suivants :

- profil et structure de la clientèle (volumes de consommation, segmentation clients, puissances, consommations, ventes d'électricité, etc.) ;
- relation client et digitalisation (espaces clients, facture électronique, prélèvement et mensualisation, auto-relevé, conseil tarifaire, etc.) ;
- chaîne de comptage et de relève et impacts sur la facturation ;
- recouvrement des factures, impayés et cohérence des volumes (relances, demandes et réalisations de coupure, paiements lors intervention, etc.) ;
- réclamations et qualité de service (volumes, évolution, motifs, etc.) ;
- précarité énergétique (chèque énergie, FSL, etc.) ;
- focus fraude / branchements illicites.

L'analyse s'appuie notamment les indicateurs clientèles transmis dans le cadre des 3 derniers contrôles de concession, des 3 derniers CRACs mais également des éléments qualitatifs issus des audits et apportés en réponse complémentaires par EDF SEI suite aux audits sur site.

1. Profil de la clientèle, puissances, consommations et recettes

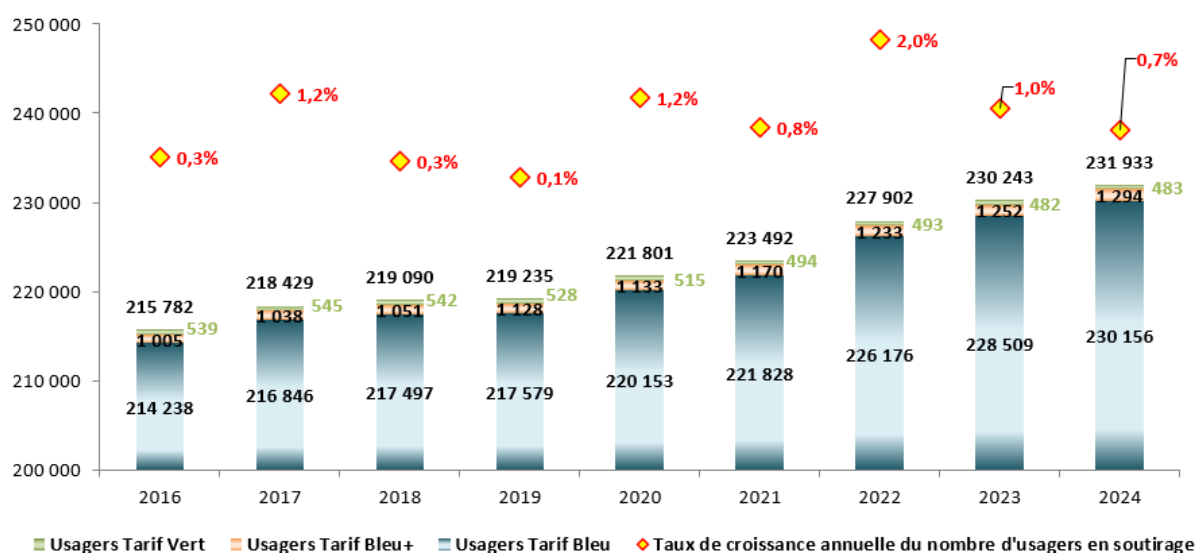
Cette première partie établit un état des lieux quantitatif de la concession du Sy.MEG à fin 2024 et son évolution au cours des dernières années (nombre d'utilisateurs, structure par segments, puissances, consommations et recettes).

Ces indicateurs clientèles permettent notamment de qualifier la dynamique globale de la concession du Sy.MEG et de replacer dans leur contexte les constats opérationnels qui seront abordés dans les parties suivantes (facturation, recouvrement, réclamations, etc.), en distinguant ce qui relève d'un effet "activité" (croissance du nombre de clients et ou de l'énergie consommée) de ce qui traduit des "évolutions de comportement" (efforts de sobriété énergétique, etc.) ou de "performance des processus" (déploiement des compteurs numériques, amélioration des processus de relance, etc.).

1.1 Structure de la clientèle

A fin 2024, la concession du Sy.MEG compte 231 933 utilisateurs, contre 230 243 à fin 2023 et 227 902 à fin 2022. La progression est modérée (+0,7% entre 2023 et 2024), traduisant une base relativement stable.

Evolution du nombre d'utilisateurs sur la concession



La structure par segment tarifaire demeure très concentrée : 99,23% des clients relèvent du segment Bleu (230 156 utilisateurs). Les segments Bleu+ (1 294 utilisateurs) et Vert (483 utilisateurs) représentent ensemble moins de 1% du nombre d'utilisateurs, mais concentrent une part significative des consommations et des recettes (cf. *infra*).

La stabilité du portefeuille implique que les dégradations observées sur certains indicateurs (volume de réclamations notamment, cf. analyse *infra*) ne sont pas principalement dues à un "effet volume" d'utilisateurs, mais vraisemblablement à des facteurs conjoncturels (prix de l'électricité, événements impactant la continuité de fourniture, qualité de service en dégradation, etc.) ou opérationnels (processus de relève/facturation, traitement des demandes, etc.).

1.2 Puissances souscrites

La puissance souscrite totale atteint **1 838 MVA** à fin 2024 (contre 1 814 MVA à fin 2023). Elle se répartit en :

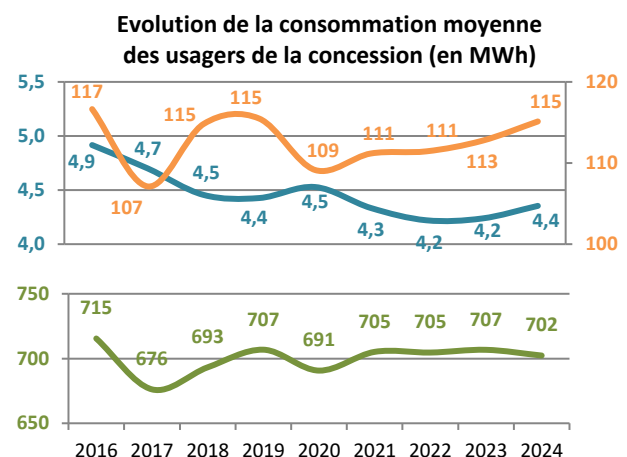
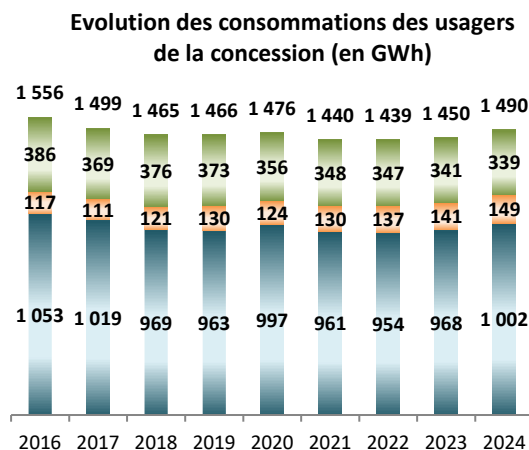
- Bleu : 1 612 MVA
- Bleu+ : 94 MVA
- Vert : 132 MVA

Rapportée au nombre d'usagers, la puissance souscrite moyenne par usagers est de l'ordre de **7,93 kVA/usager** en 2024 (7,88 kVA/usager en 2023), indiquant une évolution là-encore limitée.

1.3 Consommations

La consommation totale des usagers sur l'année 2024 s'élève à **1 490 GWh**, répartie comme suit :

- Bleu : 1 002 GWh (67% du total)
- Bleu+ : 149 GWh (10%)
- Vert : 339 GWh (23%)



La hausse en 2024 par rapport à 2023 (+2,8%) est principalement portée par le segment Bleu (+3,5%) et Bleu+ (+5,6%), tandis que la consommation Vert est quasi stable en légère baisse (-0,5%).

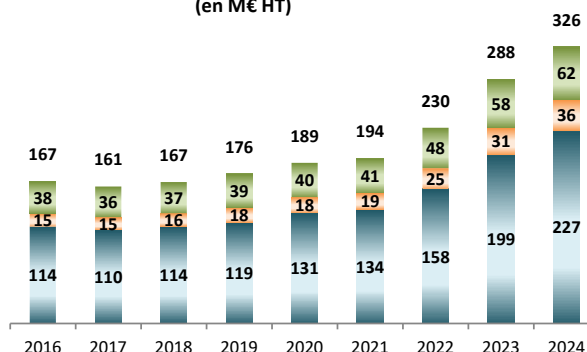
Les consommations unitaires moyennes illustrent l'hétérogénéité des trois segments clients : en 2024, l'ordre de grandeur ressort à environ 4,4 MWh/an par usager Bleu, 115,1 MWh/an par usager Bleu+ et 702,5 MWh/an par usager Vert.

1.4 Recettes

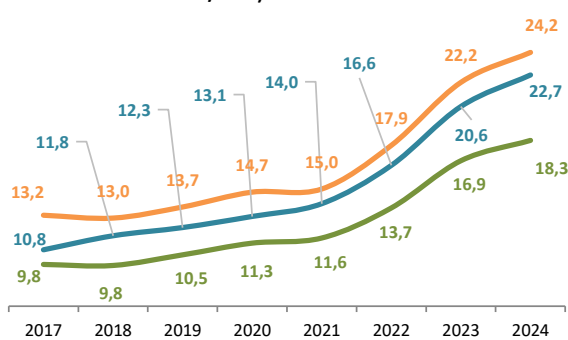
Le chiffre d'affaires total de fourniture (prix de l'électron, représentatif des coûts de production donc hors du giron de la concession et prix de l'acheminement représentatif du TURPE et donc dans le champ de la concession, en HTT) **en 2024 atteint 325,5 M€ HT**, en hausse de +13,1% vs 2023. Il se répartit ainsi :

- Bleu : 227,5 M€ HT (69,9%)
- Bleu+ : 36,1 M€ HT (11,1%)
- Vert : 61,9 M€ HT (19,0%)

Evolution des recettes de fourniture sur la concession
(en M€ HT)



Evolution du prix moyen sur la concession (en c€ HT/kWh)



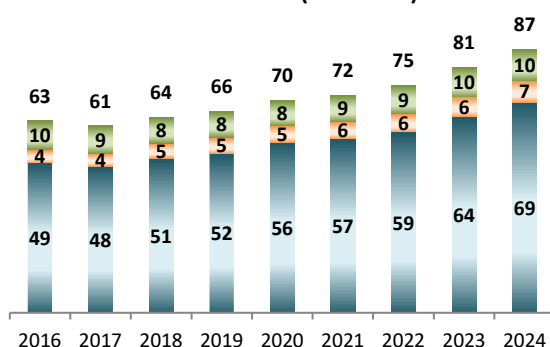
Le prix moyen de l'électricité apparent ressort à environ 0,218 €/kWh HT en 2024, contre 0,199 €/kWh HT en 2023 et 0,160 €/kWh HT en 2022. L'écart entre l'évolution de consommation (+2,8%) et celle du CA (+13,1%) traduit un effet prix important entre 2023 et 2024, cohérent avec le contexte tarifaire national.

En effet, en 2024, l'Etat a procédé à une seule augmentation des TRVE au cours de l'année : la hausse du Tarif Bleu a été d'en moyenne à +9,5% sur le TTC au 1er février 2024 pour les clients résidentiels et à +5,7% sur le TTC pour les non résidentiels.

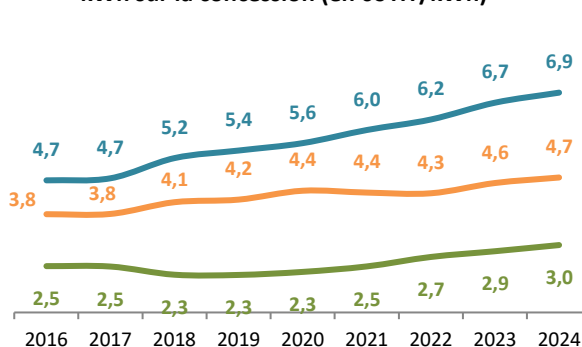
Une hausse des montants facturés (même à consommation comparable) tend à augmenter la sensibilité des clients (réclamations, demandes d'explications, recours aux facilités de paiement, et potentiellement impayés) comme cela sera vu *infra*.

Par ailleurs, **pour apprécier les recettes représentatives du service public de distribution concédé, il convient d'isoler la part des recettes d'acheminement.**

Evolution des recettes d'acheminement
sur la concession (en M€ HT)



Evolution du prix moyen d'acheminement du
kWh sur la concession (en c€ HT/kWh)



Celles-ci progressent de manière continue au cours des dernières années : elles atteignent notamment 87 M€ en 2024 (contre 81 M€ en 2023 et 75 M€ en 2022), soit une hausse d'environ +8% entre 2023 et 2024 et +16% sur deux ans.

Cette dynamique se traduit également en prix moyen d'acheminement, qui s'établit à environ 5,8 c€/kWh en 2024 (contre 5,5 c€/kWh en 2023 et 5,1 c€/kWh en 2022), avec des niveaux différenciés selon les segments (ordre de grandeur 2024 : Bleu 6,9 c€/kWh, Bleu+ 4,7 c€/kWh, Vert 3,0 c€/kWh). Dans le même temps, la part de l'acheminement dans les recettes totales de fourniture diminue (environ 32% en 2022, 28% en 2023, 26% en 2024), sous l'effet de la hausse plus rapide de la composante « fourniture », en lien avec la forte augmentation des coûts de production notamment au niveau national ces dernières années.

Les paragraphes suivants examineront les indicateurs relation client, recouvrement et réclamations sous cet angle.

Après le cadrage structurel, le paragraphe suivant analyse les indicateurs de relation contractuelle et de digitalisation, qui constituent des leviers potentiels de maîtrise des sollicitations et de prévention des impayés.

2. Relation client, digitalisation et dispositifs d'accompagnement

Cette partie décrit les principaux leviers de la relation client mobilisés par EDF SEI sur la concession du Sy.MEG, pour fluidifier les échanges avec les usagers et sécuriser la gestion contractuelle : déploiement des canaux numériques (espace client en ligne, facture électronique), développement des modalités de paiement automatisées (prélèvement, mensualisation), ainsi que dispositifs complémentaires d'accompagnement (auto-relevé, conseil tarifaire). L'objectif est d'apprécier le niveau d'adoption de ces outils, d'en analyser les effets attendus en matière de qualité de service et de prévention des impayés, et d'identifier les compléments de pilotage nécessaires pour relier ces évolutions aux tensions constatées sur la facturation, le recouvrement et les réclamations.

2.1 Espaces clients en ligne et facture électronique

La **digitalisation progresse nettement entre 2022 et 2024**. A fin 2024 :

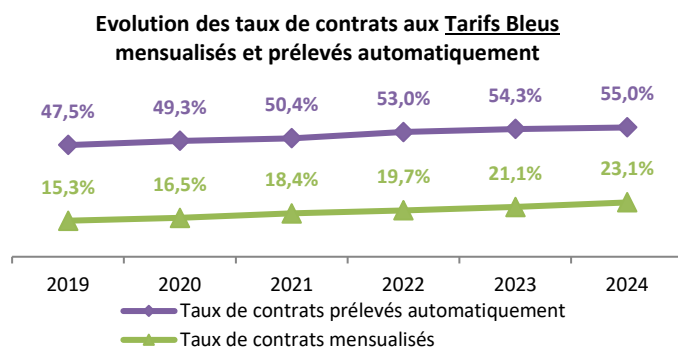
- 161 940 espaces clients en ligne sont ouverts, soit près de 70% des usagers (contre 65% à fin 2023 et 59% à fin 2022) ;
- 81 620 clients bénéficient d'une facturation électronique, soit 35% des usagers (contre 32% à fin 2023 et 28% à fin 2022).

L'essor des canaux numériques (espace client, facture électronique, application mobile, etc.) constitue un point favorable en matière de traçabilité et de mise à disposition d'information. Il convient toutefois de compléter ces indicateurs d'adoption par des indicateurs de "qualité d'usage" (disponibilité des services notamment), afin de vérifier que la digitalisation se traduit effectivement par une amélioration de l'expérience client et une réduction des sollicitations. À défaut, une progression de l'équipement numérique peut coexister avec une hausse des contacts et réclamations liée à des difficultés d'accès ou à des incompréhensions, notamment en période de tension sur les factures.

2.2 Prélèvement automatique et mensualisation

Les dispositifs de paiement automatisé progressent également :

- 126 561 contrats prélevés en 2024 (55% des clients), contre 54% en 2023 et 53% en 2022 ;
- 53 103 contrats mensualisés en 2024 (23% des clients), contre 21% en 2023 et 20% en 2022.



Dans le même temps, les délais moyens de règlement diminuent (43 jours en 2022 ; 41 jours en 2023 ; 34 jours en 2024), ce qui traduit un encaissement globalement plus rapide.

Cette dynamique va dans le sens d'une prévention des impayés (paiement automatisé). Elle doit toutefois être interprétée au regard de la pression de recouvrement, qui demeure élevée et se renforce en 2024 : le volume de lettres de relance repart à la hausse entre 2023 et 2024 (353 k lettres uniques de relance en 2023 vs 382 k en 2024, soit +8%), cf. analyse *infra*.

Par ailleurs, EDF SEI a indiqué lors de l'audit sur site que le recouvrement repose sur un processus industrialisé, combinant relances (dont SMS), lettres de relance et, le cas échéant, limitations de puissance (limitation à 1 kVA pour les clients particuliers, sauf impossibilité, cf. analyse *infra*).

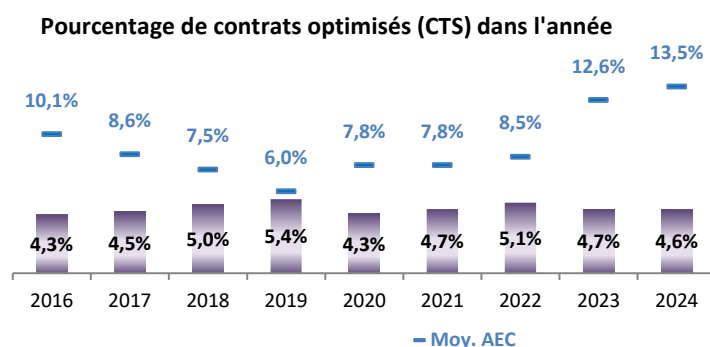
Dans ce contexte, l'augmentation des dispositifs de paiement (prélèvement et mensualisation notamment) n'a donc pas suffi à contenir l'activité de relance, ce qui renforce l'intérêt d'une analyse complémentaire de la créance (stock, ancienneté, flux d'entrées/sorties, "retour au paiement" après action). En cohérence, le plan d'actions présenté lors de l'audit identifie explicitement comme leviers prioritaires : la promotion systématique du prélèvement et de la mensualisation, mais aussi le dé-prélèvement des comptes clients faisant l'objet de rejets récurrents.

2.3 Auto-relevé et conseil tarifaire

En 2024, 7 044 factures sont établies sur la base d'un relevé effectué par le client, contre 5 585 en 2023 (+26%). Rapporté à la base clients, ce volume reste modeste (3%), ce qui est cohérent avec la montée en puissance des compteurs numériques (95% à fin 2024) et la généralisation progressive de la télé-relève.

Pour autant, cette hausse doit être interprétée comme un indicateur de "résidualité" : elle peut traduire la persistance de situations où la chaîne communicante ne délivre pas d'index exploitables (compteurs non communicants, non ouverts aux services, compteurs "muets", difficultés de télé-relève, etc.).

Le nombre de contrats ayant bénéficié d'un conseil tarifaire est stable : 10 692 en 2024 (10 662 en 2023). Au regard de la hausse du prix moyen apparent et des enjeux de pouvoir d'achat, l'enjeu n'est pas tant le volume global que le ciblage sur les populations les plus exposées (forts écarts de facture, bascule d'option, situations d'impayés).



3. Comptage, relève et facturation

Le comptage, la relève et la facturation constituent un enchaînement “amont-aval” déterminant pour la qualité de service rendue aux usagers : la disponibilité et la fiabilité des index conditionnent la précision des factures, la limitation des estimations et des régularisations, ainsi que la compréhension des montants par les clients.

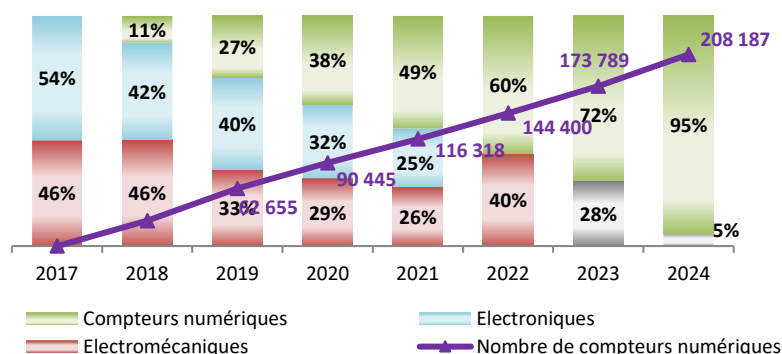
Dans ce cadre, l'analyse menée ici au titre de l'audit portant sur l'exercice 2024 vise à apprécier à la fois l'avancement de la modernisation du parc de comptage (déploiement et ouverture aux services des compteurs numériques), la performance effective de la chaîne communicante (télé-relève, télé-opérations, publication des index) et ses impacts concrets sur les résultats de facturation. L'objectif est d'identifier les gains observés, mais également les points de fragilité susceptibles d'alimenter des insatisfactions client (contestations d'index notamment) et, par effet de chaîne, des tensions sur le recouvrement.

3.1 Comptage et relève

Le comptage et la relève constituent un déterminant central de la qualité de facturation (niveau d'estimation, fréquence des régularisations, compréhension des montants) et, par ricochet, des sollicitations client et réclamations associées. Sur la concession, l'exercice 2024 confirme que la trajectoire de modernisation du parc de comptage repose prioritairement sur le déploiement des compteurs numériques.

Au cours des derniers exercices, le parc de compteurs numériques poursuit sa progression : 144 400 compteurs numériques étaient recensés fin 2022, soit 60% du parc (dont 134 300 “ouverts aux services”), puis 173 789 fin 2023, soit 72% du parc (dont 167 282 ouverts).

Evolution de la typologie des appareils de comptage de la concession, pour les usagers aux Tarifs Bleus



À fin 2024, le bilan de déploiement indique une cible à terme de 240 000 compteurs à remplacer, pour un nombre de **près de 208 200 compteurs numériques déployés, soit 95% du parc**, dont 204 200 ouverts aux services à distance. Le déploiement des concentrateurs est annoncé comme achevé à 100% (2 840 concentrateurs dans les postes HTA/BT).

La stratégie de la fin du déploiement d'EDF SEI en Guadeloupe cible une complétude du parc communicant d'ici la fin de l'année 2027 (dernière passe de “saturation”, traitement des cas complexes, gestion des clients difficilement accessibles et des refus de pose)

Ces éléments structurent la bascule progressive vers la télé-relève et la télé-prestation (mise en service, changement de puissance, interventions à distance, etc.), et se traduisent également par l'arrêt annoncé de la relève à pied fin 2024.

Au-delà du volume de compteurs posés, la qualité de service dépend de la performance de la chaîne communicante. Les indicateurs 2024 présentés par EDF SEI lors de l'audit (référentiel CRE) font apparaître les résultats suivants :

- 95,5% de télé-relevés journaliers réussis (cible >96%),
- 94,8% de télé-opérations réalisées le jour J (cible >92%),
- 96,7% de publication des index réels (cible >98%)
- 2% de compteurs sans index télé-relevé depuis plus de deux mois (cible <0,5%).

Ces écarts avec la cible, même limités sur certains indicateurs, peuvent produire des insatisfactions non négligeables : recours accru à l'estimation, rattrapages de consommation, difficulté à établir des factures "au plus près" et, in fine, hausse potentielle des réclamations "relève et facturation".

3.2 Facturation

Sur le plan des résultats "facturation", **la part de contrats actifs ayant eu au moins une facture sur index réel progresse en 2024 : 86% (214 992 contrats)**. Elle était de 83% en 2022 (203 138 contrats) et de 82% en 2023 (202 364 contrats), ce qui est donc très positif. La progression en 2024 est cohérente avec l'augmentation du parc communicant "ouvert aux services" ; elle ne permet toutefois pas de conclure à elle seule sur la réduction des factures estimées.

Cette trajectoire comporte également un enjeu tarifaire : la présentation mentionne la mise en œuvre d'une composante additionnelle pour compteur non communicant (TURPE 7), y compris en cas d'auto-relève, avec une mise en œuvre prévue d'ici fin 2026 (hors impossibilité technique) et un besoin de traçabilité des refus définitifs.

Ce point appelle une vigilance particulière au regard du risque de réclamation client (compréhension du motif, justification de la situation "non communicante").

Les difficultés de facturation, lorsqu'elles existent, se traduisent souvent par des tensions sur le recouvrement (relances, interventions). Le paragraphe suivant analyse le recouvrement et les impayés à partir des indicateurs disponibles.

4. Recouvrement et impayés

Le recouvrement et la gestion des impayés constituent un enjeu central de la relation contractuelle, à la fois sur le plan économique (maîtrise de la créance, prévention des irrécouvrables) et sur le plan social (traitement des clients en difficulté, articulation avec les dispositifs d'accompagnement).

L'analyse porte ici sur l'activité opérationnelle déployée par EDF SEI sur la concession du Sy.MEG en 2024 et sur la cohérence des volumes observés, dans un contexte marqué par une hausse des montants facturés et par l'application d'une doctrine privilégiant, pour les clients particuliers, la limitation de puissance plutôt que l'interruption totale de fourniture.

4.1 Activité de relance

Le nombre de **lettres uniques de relance (LUR)** atteint **382 049 en 2024, en hausse de +8% par rapport à 2023 (352 865)**. Rapporté au portefeuille, cela représente environ 1,65 LUR par client en moyenne (indicateur agrégé, plusieurs relances pouvant concerner un même client).

Cette hausse constitue un signal de tension sur les impayés, à mettre en perspective avec l'évolution du prix de vente moyen de l'électricité, la dynamique de mensualisation/prélèvement (en hausse) et les dispositifs d'accompagnement (chèque énergie, FSL, cf *infra*).

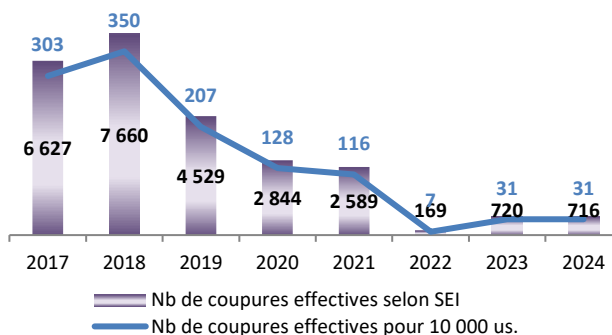
4.2 Coupures demandées et coupures effectives

Sur les trois exercices, **EDF rappelle un engagement pris en novembre 2021 : il est indiqué que l'entreprise ne procède plus à l'interruption de l'alimentation des clients particuliers en situation d'impayés, la coupure étant remplacée par une limitation de puissance à 1 kVA, sauf impossibilité physique ou technique de limiter la puissance.**

Ainsi, en 2024, on observe :

- 1 427 coupures demandées par EDF SEI pour non-paiement (contre 1 593 en 2023, soit -10,4%) ;
- 716 coupures effectives (720 en 2023, quasi stable).

Evolution du nombre de coupures effectives pour impayés réalisées par EDF-SEI



Le taux de réalisation des demandes ressort à environ 50% en 2024, contre 45% en 2023. Rapporté à la base clients, cela correspond à :

- 62 coupures demandées pour 10 000 clients ;
- 31 coupures effectives pour 10 000 clients.

Ces ordres de grandeur invitent à analyser la chaîne de traitement : part des demandes non réalisées (impossibilité technique, régularisation en amont, situation protégée), et articulation avec la limitation de puissance lorsque applicable

En outre, le nombre de paiements obtenus lors intervention atteint 441 en 2024, en forte hausse vs 2023 (260, soit +70%). Cette hausse peut traduire une meilleure efficacité opérationnelle de l'intervention (capacité à obtenir un règlement ou un accord), mais doit être interprétée avec prudence tant que ne sont pas connus :

- le montant moyen récupéré ;
- la part de dossiers réellement "résolus" à J+30/J+60 (éviter les paiements partiels suivis de rechute) ;
- la relation entre intervention et évolution du stock de créance.

5. Analyse du traitement des réclamations

Le présent rapport propose une analyse globale et quantitative du traitement des réclamations ; pour une lecture plus approfondie du processus de traitement et des pratiques opérationnelles (incluant l'analyse d'un échantillon de dossiers), le lecteur est invité à se référer au rapport d'audit spécifique relatif au traitement des réclamations des particuliers, établi au titre du même exercice 2024.

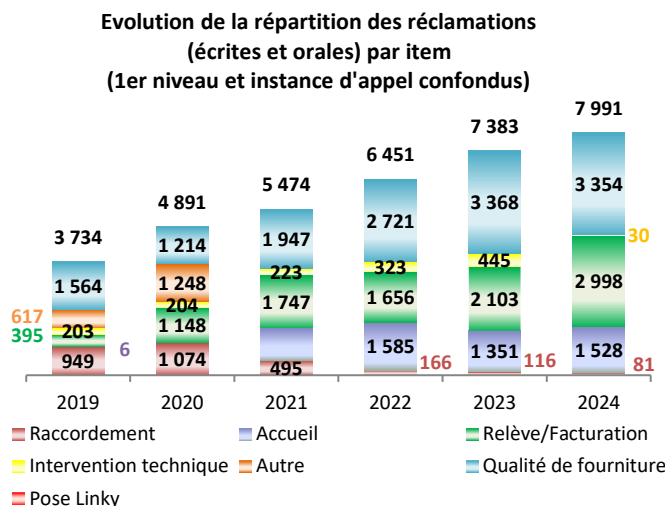
Les réclamations constituent un indicateur transversal de qualité de service, reflétant à la fois des dysfonctionnements (facturation, continuité de fourniture, interventions techniques) et des enjeux de perception (information client, accessibilité, délais).

Malgré un point de contrôle récurrent remonté depuis plusieurs exercices, EDF SEI n'est pas en mesure de produire un référentiel unique, stabilisé et traçable des volumes de réclamations (périmètre, canaux, etc.), les différentes sources de données et requêtes transmises par EDF SEI conduisant encore en 2024 à des écarts significatifs selon les extractions et supports.

Interrogé à ce sujet, la réponse apportée par EDF suite à l'audit sur site ("instructions en cours") ne permet pas de lever l'incertitude sur les données et reste un point d'insatisfaction majeur et récurrents des audits.

5.1 Volumétrie globale des réclamations traitées

Sur la base des éléments présentés par EDF SEI au titre du présent contrôle portant sur 2024 et consolidés par AEC (réclamations écrites et orales, 1er niveau et instance d'appel confondus), le volume total de réclamations traitées s'établit à 6 451 en 2022, 7 383 en 2023 puis **7 991 en 2024. La trajectoire est nettement haussière sur les dernières années, avec une progression de +14% entre 2022 et 2023, puis +8% entre 2023 et 2024, soit +24% sur deux ans.**



Rapporté au portefeuille clients, le nombre de réclamation rationalisé au nombre de clients passe d'environ 283 réclamations pour 10 000 clients en 2022 à 321/10 000 en 2023 puis à 345/10 000 en 2024, **traduisant une dégradation relative bien plus rapide que la croissance du nombre de clients.**

La structure des réclamations met en évidence deux catégories de réclamations largement dominantes sur les dernières années :

- **Qualité de fourniture**, qui représente **42%** des réclamations en 2022 (2 721), **46%** en 2023 (3 368) et **42%** en 2024 (3 354), soit un niveau durablement élevé ;
- **Relève / Facturation**, dont le poids augmente également fortement ces dernières années : **26%** en 2022 (1 656), **29%** en 2023 (2 103), puis **38%** en 2024 (2 998). Cette progression constitue le principal point d'alerte de la période analysée, d'autant plus que le déploiement massif des compteurs communicants (95% à fin 2024) est censé améliorer le processus de relève et facturation (fiabilisation de la relève, moindre régularisations, disponibilité des index, meilleure compréhension des montants, etc.).

Par ailleurs, le poste **Accueil** se situe à un niveau intermédiaire (1 585 en 2022 ; 1 351 en 2023 ; 1 528 en 2024), tandis que **Raccordement** reste marginal et décroissant (166 → 116 → 81). Enfin, les postes **Intervention technique** et **Autre** deviennent résiduels en 2024 (Intervention technique à 0 et Autre à 30), ce qui suggère soit une évolution réelle, soit plus vraisemblablement un effet de codification/ventilation sans que cela n'ait été confirmé par EDF SEI au cours de l'audit (cf. point en préambule de cette partie et rapport adhoc).

Les analyses conduites lors de l'audit mettent en évidence une évolution sensible de la structure des réclamations sur la période récente.

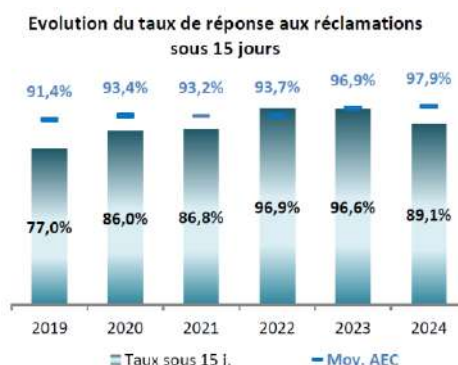
- En 2022, la hausse observée est principalement portée par des événements réseau et/ou des intempéries, avec une progression de la part des réclamations liées à la « qualité de l'électricité », tandis que le poste « relève / facturation / recouvrement » recule, en cohérence avec les effets attendus d'une amélioration du comptage communicant ;
- En 2023, la dynamique de dégradation se poursuit avec une augmentation marquée de la « qualité de l'électricité », qui devient le motif dominant, les autres postes évoluant de manière plus modérée. ;
- En 2024, la tendance se modifie : on constate une remontée significative des réclamations « relève / facturation / recouvrement », qui constitue un signal prioritaire à analyser, EDF reliant notamment cette évolution à la dégradation de la qualité de fourniture (délestages/black-out), à la sensibilité accrue au niveau de prix, aux délais de traitement des réclamations et à des difficultés d'accessibilité téléphonique **ainsi qu'à de nombreuses réclamations sans réponse, ou des travaux non effectués causant des relances de réclamations**

En complément, les supports présentés lors de l'audit apportent une lecture opérationnelle des motifs dominants en 2024, avec un top 3 constitué de la contestation de facture (R604 – 3 060), des demandes d'indemnisation liées aux sinistres (R404 – 1 775) et de la sécurité des ouvrages (R407 – 1 650). La ventilation par canaux met enfin en évidence une prédominance du canal Internet comme mode de réception des réclamations, devant le téléphone, le courrier et l'accueil physique.

5.2 Délais de traitement des réclamations

EDF a rappelé lors de l'audit son engagement de réponse dans un délai maximal de 30 jours lorsque la demande nécessite investigation ; sur cette base, le taux de réponse sous 30 jours est indiqué à 97,3% en 2022, 97,0% en 2023, puis 95,4% en 2024 (soit une tendance à la dégradation).

En complément, l'indicateur de performance "court délai" transmis (réclamations traitées sous 15 jours) met en évidence une évolution plus contrastée : il ressort à 96,9% en 2022 et 96,6% en 2023, puis chute à 89,1% en 2024. Ce décrochage en 2024 suggère une dégradation encore plus marquée de la capacité à traiter rapidement les réclamations, même si la performance à 30 jours demeure relativement bonne.



L'organisation interne d'EDF SEI autour d'un Pôle Écoute Client a été présentée lors de l'audit sur site, avec un suivi hebdomadaire, alertes sur délais, contrôles mensuels, comités mensuels et ateliers de professionnalisation. Un processus outillé a également été présenté (enregistrement dans eCliDE, accusé de réception SMS/email, attribution à un responsable, investigation, proposition de solution, mise en œuvre et clôture), avec un affichage d'un délai cible "court" (à 15 jours), à rapprocher de l'engagement "30 jours maximum".

Au regard de la forte hausse des réclamations au cours des dernières années, et en particulier sur 2024 et de la dégradation (même limitée) des délais de traitement des réclamations, un axe apparaît prioritaire : fiabiliser la cohérence des volumes de réclamations traitées (réclamations écrites issues du CRAC vs réclamations figurant dans les requêtes de contrôle) et stabiliser la codification des réclamations, afin de disposer d'un référentiel unique, traçable et comparable d'un exercice à l'autre.

6. Précarité énergétique et dispositifs de soutien

La prise en compte de la précarité énergétique s'appuie, sur le périmètre de la concession, sur un triptyque : aide au paiement (chèque énergie, cofinancement du FSL), accompagnement des ménages (orientation, traitement des difficultés de paiement en lien avec les services sociaux) et prévention (actions de maîtrise de la demande de l'énergie et amélioration de l'habitat, notamment via des programmes ciblés "précarité").

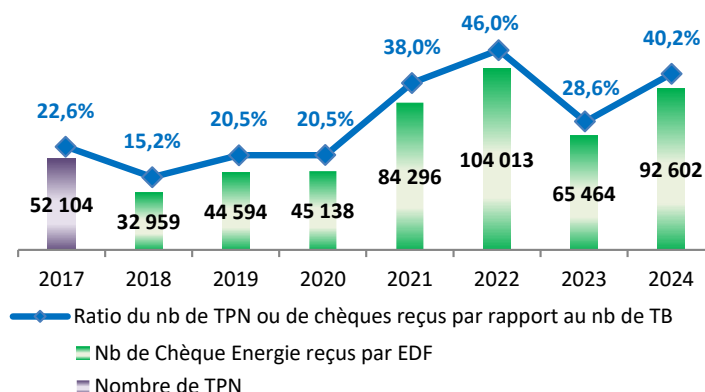
6.1 Chèque énergie

En 2024, 92 602 clients ont bénéficié du chèque énergie, soit 40% des clients au tarif bleu. Le montant total crédité atteint 8,7 M, pour un montant moyen par client de 94 €.

La trajectoire 2022–2024 est néanmoins marquée par une baisse par rapport à 2022 :

- 2022 : 104 013 clients ; 18,80 M€ ; 181 € en moyenne ;
- 2023 : 65 464 clients ; 10,77 M€ ; 165 € en moyenne ;
- 2024 : 92 602 clients ; 8,69 M€ ; 94 € en moyenne.

Evolution du nombre de bénéficiaires du TPN puis chèque énergie à fin d'année



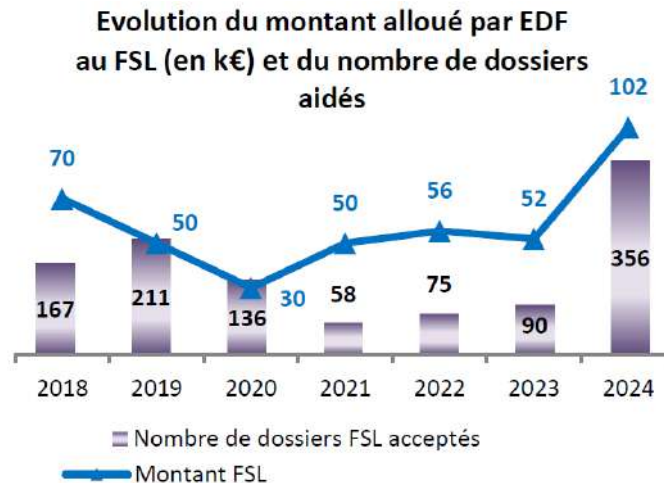
En outre, la forte hausse du nombre de bénéficiaires en 2024 vs 2023 (+41%) s'accompagne d'un montant total en baisse (-19%) et donc d'un montant moyen nettement plus faible.

L'exercice 2024 a été décrit par EDF comme atypique, du fait de l'évolution des conditions d'identification des bénéficiaires consécutive à la suppression de la taxe d'habitation. EDF indique en effet que les bénéficiaires 2023 ont reçu automatiquement leur chèque 2024 et qu'un guichet de demande spécifique a été ouvert pour les ménages devenus éligibles en 2024.

Dans le même temps, EDF indique qu'environ 25% des clients résidentiels auraient bénéficié du chèque énergie en 2024 et que le taux d'utilisation moyen est d'un peu plus de 82% (tous territoires).

6.2 Fonds de Solidarité Logement (FSL)

La contribution d'EDF SEI pour la concession au FSL s'élève à 102 k€ en 2024, contre 52 k€ en 2023, soit une hausse très marquée entre 2023 et 2024 (+96%). Le nombre de dossiers acceptés atteint 356 en 2024 (184 en 2023). Le montant moyen par dossier ressort à environ 286 €, proche du niveau 2023 (283 €).



EDF SEI a par ailleurs rappelé au cours de l'audit le principe de maintien de l'alimentation pendant les démarches de demande d'aide au titre du FSL, l'objectif étant d'éviter autant que possible la suspension d'alimentation pour impayés.

Enfin, EDF met en avant des actions de maillage territorial et d'accompagnement : partenariats avec les acteurs sociaux (dont CCAS), animations terrain et actions de formation à destination des travailleurs sociaux, ainsi que des actions de prévention via la maîtrise de l'énergie et des programmes dédiés (ex. programmes CEE ciblant les ménages précaires).

7. Focus fraude, pertes non techniques et branchements illicites

7.1 Enjeux

La fraude au sens large (branchement direct, détournement de comptage (shunt), rétablissement non autorisé, etc.) constitue un enjeu économique (énergie non facturée qui devra être in fine payée par l'ensemble des usagers via le TURPE), mais également sécuritaire (risques pour les tiers et pour les intervenants) et opérationnel (mobilisation d'équipes terrain, réclamations). Cette problématique se rattache aux pertes non techniques (PNT), définies comme la part d'énergie consommée non mesurée (à distinguer des pertes techniques liées aux réseaux, pure phénomène physique de par l'effet joule).

La fraude, dont les branchements illicites, ne constitue donc qu'une composante des PNT (qui peuvent également intégrer des anomalies de comptage, erreurs de paramétrage, situations contractuelles non régularisées, etc.), ces éléments confortent la pertinence d'un focus dédié sur la capacité de détection, de traitement et de reporting des situations frauduleuses

7.2 Procédures de détection mises en place par EDF SEI en Guadeloupe

Lors de l'audit sur site, EDF SEI a présenté sa procédure de traitement des anomalies terrain couvrant plusieurs cas-types, distinguant notamment :

- Branchement direct sans compteur : consigne de dépose immédiate, avec traçabilité (constat, frais, photo), appui éventuel (agence réseau / prestataire / agent TST) et information de la structure interne référente ("BEX").
- Branchement avec compteur "non pris en compte" (situation contractuelle ou de comptage à régulariser) : information hiérarchie, contrôle comptage, régularisation si possible avec constitution d'un dossier d'abonnement ; à défaut ("fraude, vol..."), traçabilité (photo/constat) et convocation CERFA, avec appui possible d'un juriste et information BEX.
- Rétablissement frauduleux suite coupure / shunt CN : constat de fraude, recherche d'un paiement immédiat ; à défaut, dépose du comptage, avec traçabilité (constat/photo/frais) et information BEX.

Malgré l'inscription explicite de cette thématique dans le contrôle, les éléments transmis par le concessionnaire demeurent insuffisants pour apprécier l'ampleur du phénomène et l'efficacité du dispositif. En pratique, les CRAC apportent un cadre de définition (PNT vs pertes techniques), mais ne permettent pas de disposer, à l'échelle de la concession, d'un jeu d'indicateurs consolidés permettant de suivre la fraude et les branchements illicites dans le temps (volumes de pertes détectés, nombre de branchements illicites détectés, suites données, montants redressés, etc.).

De même, la procédure terrain décrit un processus et des cas d'usage, mais sans quantification (nombre de cas, délai de traitement, taux de régularisation, actions contentieuses, résultats).

À titre de cadrage externe, la Cour des comptes relève dans son rapport d'audit des soutiens publics accordés aux ZNI d'avril 2023 qu'en Guadeloupe la consommation facturée demeure sensiblement inférieure à l'énergie injectée, avec un taux de pertes évalué à 12,1% en 2021 (1 975 GWh injectés pour 1 737 GWh consommés), ces pertes pouvant relever à la fois de causes techniques et de causes non techniques (dont branchements illicites).

Par ailleurs, à la maille globale EDF SEI, la CRE documente un taux de pertes de 9,1% en 2022, 10,0% en 2023 et 10,6% en 2024, ce qui confirme un enjeu structurel de maîtrise des pertes et justifie un pilotage renforcé (fiabilisation du bilan électrique et actions ciblées contre les pertes non techniques).

Par ailleurs, à titre de comparaison, dans l'hexagone sur le périmètre concédé à Enedis, le taux de pertes totales se décompose en pertes techniques et pertes non techniques (PNT) d'un ordre de grandeur comparable, chacune représentant environ la moitié des pertes.

En revanche, malgré une demande explicite formulée lors de l'audit, EDF SEI n'a pas communiqué cette décomposition PT / PNT à la maille de la concession Sy.MEG Guadeloupe, ce qui limite la capacité à qualifier la part potentiellement imputable à la fraude et aux branchements illicites.

Synthèse et conclusions

Le présent rapport avait pour objet d'évaluer la gestion globale de la clientèle par EDF SEI sur la concession Sy.MEG au titre de l'exercice 2024, en analysant les principaux indicateurs de la relation contractuelle (profil de la clientèle, puissances, consommations, recettes), les dispositifs de modernisation et d'accompagnement des clients (digitalisation, paiement automatisé, auto-relevé, conseil tarifaire), ainsi que les processus structurants de la chaîne client (comptage-relève-facturation, recouvrement/impayés, traitement des réclamations).

Un focus spécifique a également été réalisé sur les enjeux de pertes non techniques et de fraude, incluant la problématique des branchements illicites.

Une concession globalement stable en volume, mais avec des signaux de tension sur la relation client :

À fin 2024, le nombre d'usager reste relativement stable (+0,7% par rapport à 2023), et très majoritairement concentrée sur le segment Bleu. Les consommations progressent modérément (+2,8%), tandis que les recettes de fourniture augmentent plus fortement (+13,1%), traduisant un effet prix très marqué en 2024, notamment en raison du prix des énergies fossiles qui reste à un niveau élevé.

Cette hausse des montants facturés constitue un facteur de sensibilité client (compréhension des factures, capacité de paiement) et contribue à expliquer, dans un contexte opérationnel dégradé (qualité de fourniture, sollicitations), une intensification des tensions sur les processus aval (réclamations, recouvrement).

Modernisation et digitalisation : des gains d'adoption réels, mais un pilotage incomplet

La montée en charge des outils digitaux est avérée : près de 70% des usagers disposent d'un espace client en ligne et plus d'un tiers des clients ont souscrit à la facture électronique, des chiffres en progression marquée depuis déjà plusieurs exercices. En parallèle, les dispositifs de facilitation des paiements progressent également (prélèvement automatique, mensualisation), avec un encaissement globalement plus rapide (baisse des délais moyens de règlement sur la période). Ces évolutions vont dans le sens d'une amélioration structurelle de la relation client et d'une prévention des impayés.

Néanmoins, les indicateurs de digitalisation présentés par EDF SEI lors de l'audit restent largement centrés sur l'adoption et non sur la qualité d'usage (disponibilité, notifications, accès, etc.), ce qui, dans un contexte de hausse des réclamations, ne permet pas de déterminer si elle améliore réellement l'expérience client ou génère de nouveaux irritants, notamment en période de tension sur la facture.

Comptage, relève et facturation : un déploiement massif du compteur numérique, mais des fragilités résiduelles à objectiver

L'exercice 2024 confirme la bascule vers un parc majoritairement équipé en compteurs numériques (95% des clients en sont équipés), avec l'arrêt annoncé de la relève à pied et une montée en charge des télé-opérations. La part de contrats ayant eu au moins une facture sur index réel progresse et constitue un signal favorable.

Toutefois, les indicateurs de performance de la chaîne communicante présentés par EDF SEI montrent des écarts aux cibles sur certains items (publication d'index réels, compteurs sans télé-relève depuis plus de deux mois). Ces écarts, même modestes, peuvent produire des effets clients significatifs : estimations, rattrapages, régularisations et contestations de factures. Dans cette perspective, la hausse de l'auto-relevé (+26% en 2024) doit être interprétée comme un indicateur "résiduel" potentiellement révélateur de dysfonctionnements localisés de relève ou de situations où l'utilisateur cherche à sécuriser sa facturation.

Recouvrement : une pression élevée, et un besoin de clarification des mesures “coupure / limitation”

La hausse des lettres uniques de relance (LUR) en 2024 (+8%) confirme une pression de recouvrement soutenue. Parallèlement, EDF SEI rappelle l'application de ne plus couper les clients particuliers, avec substitution d'une limitation de puissance à 1 kVA en cas d'impayés, sauf impossibilité technique. Les volumes d'interventions associés (demandes, réalisations, paiements obtenus lors intervention) montrent une activité significative, avec une hausse marquée des paiements obtenus lors intervention.

L'analyse du recouvrement demeure incomplète et suscite des doutes au regard de la persistance d'un volume significatif de « coupures effectives » alors même qu'EDF SEI affirme n'avoir dans la mesure du possible exclusivement recours, pour les particuliers, à la limitation de puissance plutôt que l'interruption de fourniture.

Réclamations : une hausse marquée en 2024 et un référentiel encore instable

Le volume total de réclamations traitées (écrites et orales, 1er niveau et instance d'appel confondus) poursuit une trajectoire haussière et atteint un niveau élevé en 2024. La structure des réclamations par motif met en évidence un poids durable de la « qualité de fourniture », et surtout une progression très nette du poste « relève/facturation » en 2024, ce qui peut paraître surprenant au vu du taux d'équipement en compteurs numériques atteint en 2024 (95%). Les délais de traitement restent globalement élevés à 30 jours, mais l'indicateur “sous 15 jours” se dégrade nettement en 2024, signalant une perte d'efficacité sur le traitement rapide des réclamations.

Au-delà des niveaux, un point de fragilité majeur demeure : malgré des demandes récurrentes lors des audits précédents, EDF SEI n'a pas stabilisé un référentiel unique et traçable de réclamations (périmètre, canaux, qualification des réclamations, etc.). En outre, les divergences entre sources de données et extractions limitent la robustesse du pilotage et affaiblissent la capacité de l'autorité concédante à suivre de manière fiable la performance et les évolutions.

Précarité énergétique et fraude : dispositifs en place mais reporting perfectible

Les dispositifs de précarité (chèque énergie, FSL) représentent des volumes significatifs et une montée en charge nette est observée sur le FSL en 2024. L'enjeu, au-delà des volumes, est de mieux objectiver l'effectivité opérationnelle (délais de prise en compte, rejets, articulation avec le recouvrement et prévention des impayés).

Enfin, sur la fraude et les branchements illicites, les éléments communiqués restent essentiellement procéduraux. Le contrôle met en évidence un déficit de quantification à la maille concession (volumes détectés, délais de traitement, suites données, montants redressés, lien avec pertes non techniques), alors même que des références externes confirment que la maîtrise des pertes (et notamment des pertes non techniques) constitue un enjeu structurel qui peut peser sur l'équilibre financier de la concession. L'absence de reporting consolidé et d'indicateurs stabilisés limite la capacité à évaluer l'efficacité des actions et à apprécier la contribution de ces actions à la maîtrise des pertes.

Points saillants du contrôle et axes d'amélioration prioritaires :

- **Réclamations** : référentiel de qualification des motifs de réclamation non fiabilisé malgré des demandes récurrentes au cours des derniers contrôles. Par ailleurs, des écarts entre sources (crac, données de contrôle, présentations d'EDF, etc.) empêchent un pilotage efficace du traitement des réclamations et des comparaisons fiables d'un exercice à l'autre ;
- **Recouvrement** : manque de précision sur l'arbitrage coupure VS limitation de puissance et absence de chaînage complet avec la créance (stock, ancienneté, retours au paiement), ce qui limite l'évaluation de l'efficacité globale et des impacts sociaux ;
- **Fraude / branchements illicites** : Les procédures ont été décrites par EDF SEI au titre du présent contrôle mais aucun indicateur de résultat chiffré n'a été communiqué (volumes détectés, suites, montants de la fraude, etc.), alors que l'enjeu des pertes non techniques est reconnu car c'est *in fine* l'utilisateur qui paie ces pertes ;
- **Digitalisation** : progression des taux d'équipement, mais absence d'indicateurs de "qualité d'usage" (disponibilité des portails, incidents, etc.) permettant de relier la digitalisation à l'évolution des réclamations.



Syndicat Mixte d'Electricité de la Guadeloupe
– Sy.MEG

Rapport sur les incidents HTA & BT

Exercices 2024

Janvier 2026 — Version 1

www.aecenergie.fr

18, rue de la Pépinière – 75008 PARIS
+33(0)1 44 70 78 10
contact@aecenergie.fr

INTRODUCTION	2
1. LES ASPECTS TECHNIQUES DU PATRIMOINE CONCEDE	3
1.1 PERIMETRE DE LA CONCESSION	3
1.2 LE RESEAU HTA	4
1.3 LE RESEAU BT	5
2. ANALYSE DES INCIDENTS	7
2.1 AVANT-PROPOS	7
2.1.1. Zone d'ombre sur les causes d'incidents	7
2.1.2. Black-out du mois d'octobre 2024	8
2.1.3. Répartition par cause et par siège du nombre d'incidents HTA HIX	9
2.1.4. Répartition par siège et par cause des temps de coupure des incidents HTA	10
2.1.5. Indicateurs de continuité	12
2.1.6. Analyse temporelle	14
2.1.7. Répartition des incidents sur le territoire	17
2.1.8. Incidents d'origine FO	20
2.2 ANALYSE DES INCIDENTS BT	22
2.2.1. Répartition par cause et par siège	22
2.2.2. Temps de coupures des incidents BT	23
2.2.3. Indicateurs d'incidentologie	25
SYNTHESE ET CONCLUSION	27

Introduction

Le concessionnaire est tenu, en application du cahier des charges annexé à la convention de concession et de ses engagements auprès de l'État, d'assurer une continuité minimale de service auprès des usagers sur les réseaux moyenne et basse tension.

Le présent rapport a pour objectif d'analyser les thèmes suivants :

- La constitution du patrimoine concédé, essentiellement la constitution des réseaux HTA et BT ;
- L'analyse des incidents par poste et par siège sur le périmètre de la concession en HTA et en BT.

La lecture de ce rapport est à compléter de celle du rapport sur le bilan pluriannuel de la continuité de fourniture, qui analyse l'évaluation de la continuité de fourniture sur le périmètre de la concession en HTA et en BT ainsi que la tenue globale de la tension sur les réseaux de distribution.

L'analyse des sièges, des causes et de la chronologie des interruptions permettra de relever les ouvrages et les événements contribuant le plus à la discontinuité d'alimentation de la concession.

Dans la limite des données disponibles, les caractéristiques de la concession du Sy.MEG seront comparées aux autres concessions de distribution d'électricité française. Une attention particulière sera apportée aux comparaisons avec les autres systèmes insulaires électriques (SEI) présentés sur la carte ci-dessous :

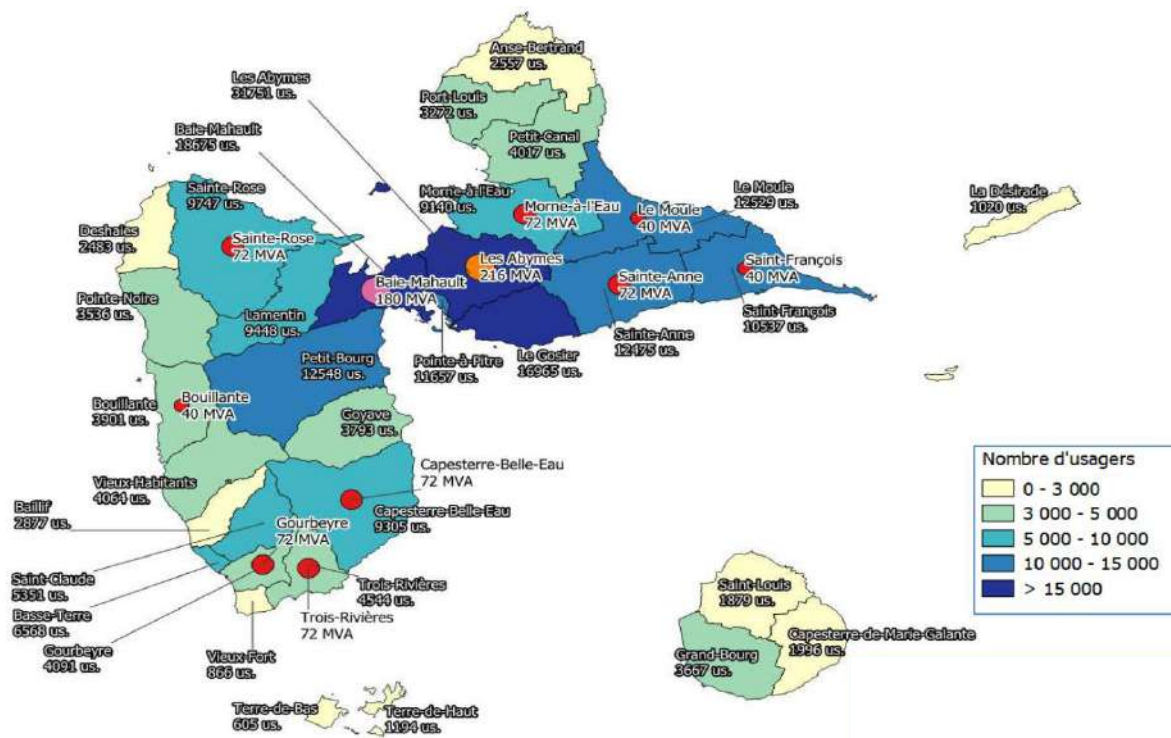


Carte 1 : SEI françaises (source CRE)

1. Les aspects techniques du patrimoine concédé

1.1 Périmètre de la concession

En préambule, il convient de préciser que selon la base technique, le périmètre de la concession est resté inchangé par rapport à l'exercice précédent ; 32 communes forment le territoire, présentées sur la carte suivante.



Carte 2 : Répartition du nombre d'utilisateurs par commune et puissance des postes sources alimentant la concession selon la base technique à fin 2024

Sur la concession, les 5 communes comptant le plus d'usagers sont Les Abymes (31 751 usagers soit 13,7% de la concession), Baie-Mahault (18 675 usagers, soit 8,0% de la concession), Le Gosier (16 965 usagers, soit 7,3% de la concession), Petit-Bourg (12 548 usagers, soit 5,4% de la concession) et Le Moule (12 529 usagers, soit 5,4% de la concession). Selon le code du régime FACE, la concession est majoritairement rurale avec 28 communes identifiées comme telles, soit 87,5% des communes de la concession. Les 4 communes identifiées comme étant urbaine sont : Les Abymes, Basse-Terre, Pointe-à-Pitre et Saint-Claude.

La concession est alimentée par 15 postes sources, qui sont à la frontière entre la très haute tension (réseau HTB) et le réseau de distribution (HTA, moyenne tension et BT, basse tension). La puissance totale installée en 2024 sur la concession s'élève à 1 020 MVA, constant par rapport à 2023.

1.2 Le réseau HTA

Le réseau HTA est constitué de deux principales typologies : aérienne et souterraine.

Le réseau HTA représente une longueur totale de 2 361 km au terme de l'exercice 2024, en progression de +2,8% (soit +64 km) par rapport à l'exercice 2023, et se décompose de la manière suivante :

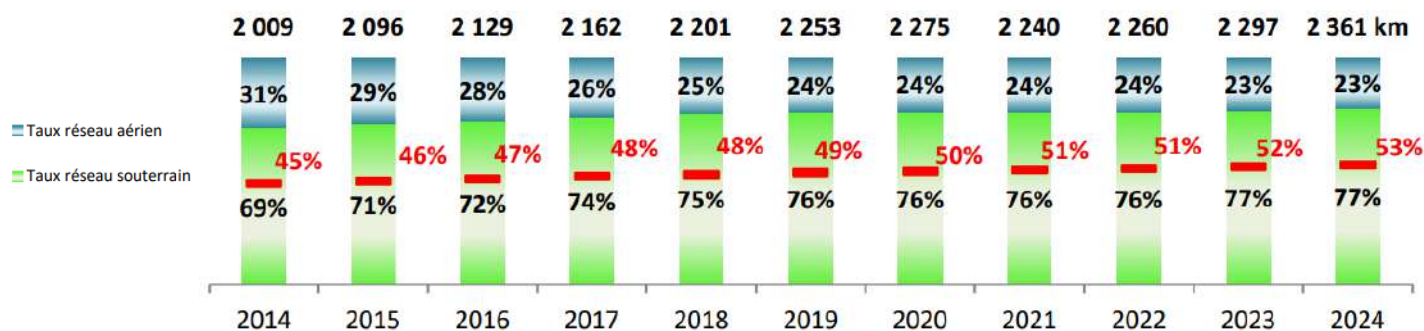


Figure 1 : Evolution des linéaires de réseau HTA par technologie sur la concession

Il est important de souligner que depuis 2023, les données des fichiers de contrôle **excluent bien désormais les 47 km de réseaux HTA sous-marins**, car ils sont classés hors-concession. Les données de contrôle des années antérieures n'excluaient cependant pas ces linéaires sous-marins, comptés dans le réseau souterrain.

Fin 2024, le réseau HTA de la concession est majoritairement de type souterrain à hauteur de 77%. Les réseaux aériens nus HTA, représentant 23% du total, présentent un linéaire stable entre 2023 et 2024.

Au terme de l'exercice 2024, le réseau HTA souterrain concédé est, en partie, constitué de 141 km de linéaire dont la technique d'isolation est en papier imprégné (CPI), soit 6,0% du réseau HTA, supérieur au taux moyen des concessions auditées par AEC, qui s'établit à 3,1% (*statistiques AEC 2023 sur 37 AODE*). Ramené au linéaire HTA souterrain, le réseau de type CPI présente un taux de 8,0%. Par rapport à l'exercice 2023, ce linéaire a globalement diminué de -5 km. De plus, le taux de CPI par rapport au linéaire total a baissé de -0,3 point.

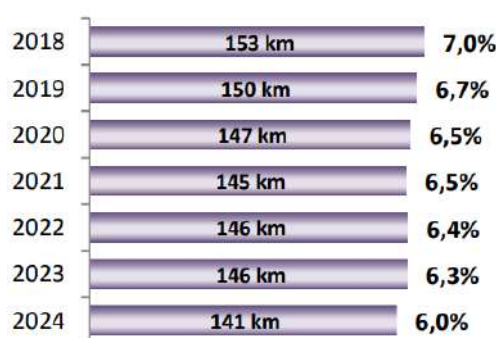


Figure 2 : Evolution des linéaires de réseau HTA CPI sur le territoire de la concession

Pour rappel, le concessionnaire a inscrit dans l'ambition 1 du PPI 2024-2028 de « Renouveler le réseau HTA souterrain sur l'ossature « incidentogène » intégrant aussi la technologie CPI », l'associant à l'objectif total de 32 km de réseau HTA renouvelés.

Le réseau HTA du Sy.MEG est âgé en moyenne de 24,7 ans à fin 2024. A titre de comparaison, l'âge moyen du réseau HTA s'établit à 32,3 ans sur un panel AEC d'une quarantaine de concessions de la métropole en 2023. Le Sy.MEG se situe donc au niveau de la fourchette basse.

En 2024, le réseau HTA souterrain est jeune (21,2 ans en moyenne) alors que les lignes HTA aériennes sont en moyenne âgées de 37,1 ans. Cet écart s'explique notamment par une politique de développement HTA qui favorise presque exclusivement les constructions en souterrain depuis 2002. Seul le réseau HTA souterrain est comparable aux statistiques AEC nationales, le réseau HTA aérien étant plus jeune encore que l'âge minimum constaté sur la métropole.

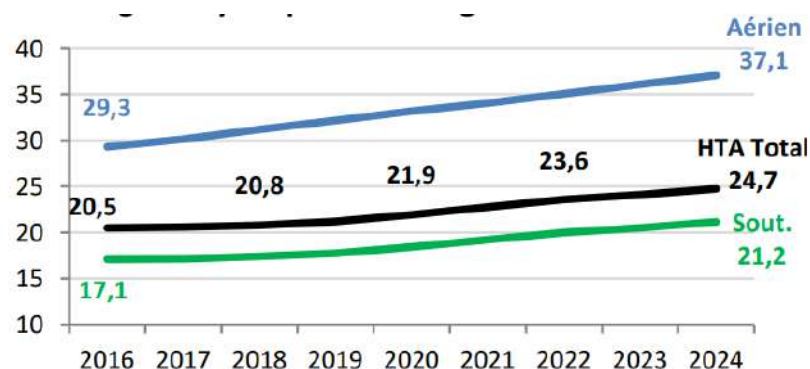


Figure 3 : Evolution de l'âge moyen des réseaux HTA par technologie sur le territoire de la concession

1.3 Le réseau BT

Au terme de l'année 2024, le réseau BT est long de 4 429 km, en progression de +1,7 % par rapport à l'année 2023 (soit +75 km additionnels). Il se décompose de la manière suivante :

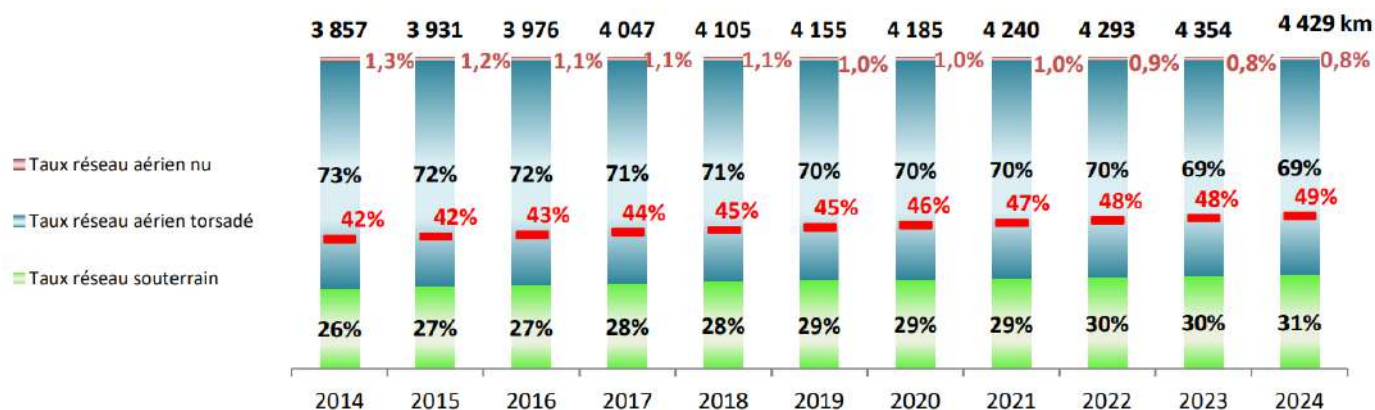


Figure 4 : Evolution des linéaires de réseau BT par technologie sur la concession

Le réseau BT de la concession est principalement constitué de câbles torsadés à hauteur de 69% du linéaire total. Le linéaire de réseau torsadé a augmenté de +1,1 % par rapport à l'exercice 2023 (soit +33,4 km en plus). Suivent ensuite les réseaux BT souterrains comptant pour 31% du réseau BT ; les câbles souterrains enregistrent une progression de +3,3% en longueur par rapport à 2023 (soit +44,2 km en plus). La part restante concerne les fils BT nus à hauteur de 0,8%. Leur linéaire a diminué de -7,8% par rapport à l'exercice précédent, soit -2,9 km.

En 2024, le réseau BT total est en moyenne âgé de 26,3 ans selon la base technique. Sur la période 2018-2024, l'âge moyen du réseau BT augmente de +0,8 années par an. Les travaux réalisés permettent donc de limiter le vieillissement du réseau. Le réseau BT torsadé est en moyenne âgé de 28,9 ans, le réseau BT souterrain est quant à lui le plus jeune avec en moyenne un âge de 20,2 ans, alors que le réseau BT aérien nu est le plus vieux avec une moyenne de 42,0 ans.

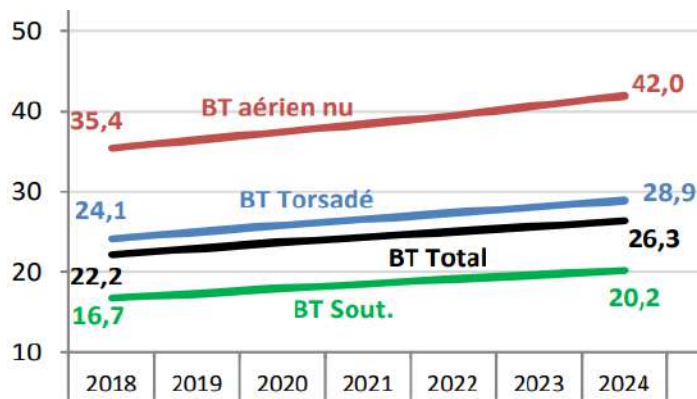


Figure 5 : Evolution de l'âge moyen des réseaux BT par technologie sur le territoire de la concession

La description technique complète du patrimoine de la concession ainsi que les éléments de continuité de distribution sur le territoire sont détaillés dans la première partie du rapport « Sy.MEG - ex2024 – Evaluation des besoins de renouvellement ». AEC invite l'AODE à prendre connaissance de cette introduction avant la lecture du présent rapport d'analyse qui traite des problématiques d'incidents HTA et BT sur le territoire du Sy.MEG.

2. Analyse des incidents

2.1 Avant-propos

2.1.1. Zone d'ombre sur les causes d'incidents

Avant d'analyser les incidents HTA constatés sur le réseau du Sy.MEG, un point d'attention doit être souligné. En 2024, sur les 360 incidents HTA recensés, 63% d'entre eux (227) sont renseignés avec une « cause d'incident inconnue ». Entre 2020 et 2023, la moyenne des incidents pour cause inconnue s'élève à 60%. L'exercice 2024 est dans le prolongement de cette tendance, ce qui limite la pertinence des résultats d'analyse présentés par la suite.

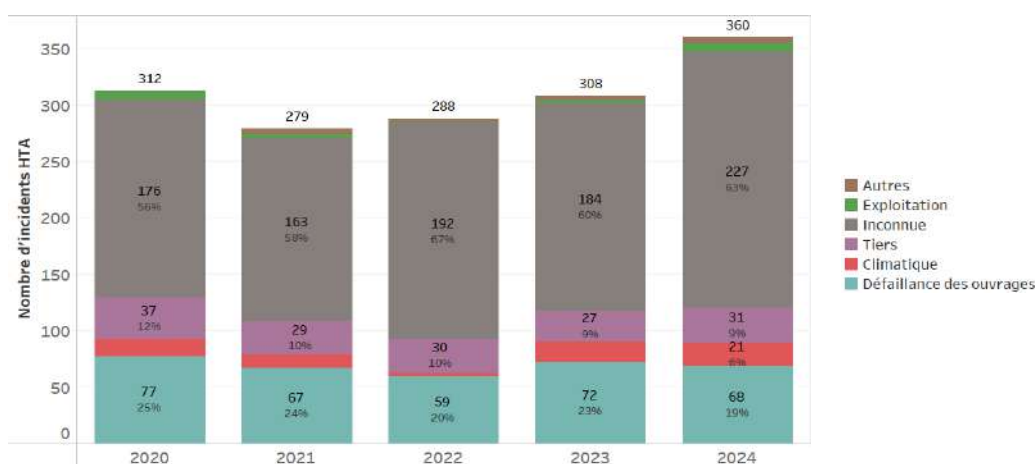


Figure 6 : Evolution du nombre d'incidents HTA HIX répartis par causes d'incident

Durant l'audit, ce point d'attention a été rappelé au concessionnaire qui est conscient des enjeux et des attentes fortes d'améliorations attendues par l'AODE. EDF SEI travaille actuellement à la fiabilisation de la collecte des données d'incidents et a profité de l'audit pour présenter les principales actions mises en œuvre, parmi lesquelles :

- La formation des agents aux outils OSCAR et SIGELEC ;
- Le renforcement du contrôle interne de la qualité de la collecte ;
- Le suivi hebdomadaire du respect des délais de collecte.

L'audit de l'exercice 2025 sera l'occasion, pour le concessionnaire, de présenter un retour d'expérience sur ces actions et d'évaluer si elles ont permis d'améliorer la qualité des données transmises à l'AODE.

L'engagement du concessionnaire pour l'amélioration de ce point avait été établi lors des précédents exercices. Les évolutions observées ne traduisent pas, à ce stade, de renforcement significatif de la sensibilisation des agents à la précision de la collecte des informations relatives aux incidents sur le réseau n'a pas été renforcée, et **le Sy.MEG est invité à y accorder une importance particulière lors des prochains contrôles**. En effet, la disposition de données fiable concernant les incidents permet d'identifier les fragilités du réseau et d'engager les investissements nécessaires qui auront un impact concret sur l'amélioration de la qualité et la continuité de distribution d'électricité sur la concession.

2.1.2. Black-out du mois d'octobre 2024

Dans un contexte de conflit social prolongé, la production de la centrale thermique Jarry, principale centrale de production de l'archipel, a été mise à l'arrêt le 25 octobre 2024. Les communiqués de presse de la préfecture décrivent les événements ainsi : « Des salariés grévistes de la centrale thermique d'EDF PEI se sont introduits à 8h30 dans la salle des commandes et ont provoqué l'arrêt d'urgence de l'ensemble des moteurs de la centrale » (source : communiqué de presse de la préfecture). Cette action a eu pour conséquences l'effondrement du système électrique de l'île entraînant l'interruption de la distribution d'électricité puis d'eau, la perte des réseaux de télécommunication et la mise en marche de groupes électrogènes pour les établissements les plus critiques tels que les hôpitaux. Face aux difficultés de la reprise de production d'électricité, la préfecture décrète à travers un autre communiqué de presse : « afin de prévenir le risque de troubles à l'ordre public [...], le préfet décide la mise en place d'un couvre-feu généralisée [...] du 25 octobre à 19h au 26 octobre à 6h ».

Le graphique ci-dessous illustre l'incident en détaillant la puissance de production électrique chaque heure entre le 24 et le 26 octobre 2024 :

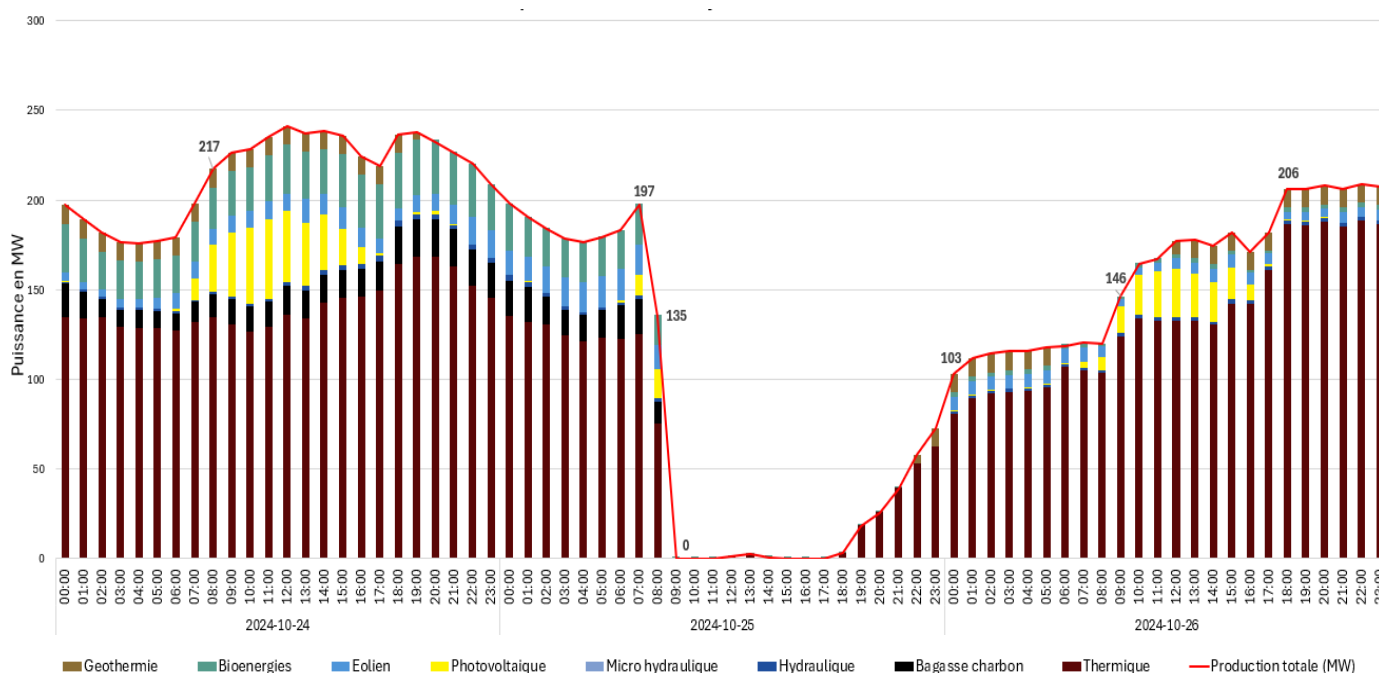


Figure 7 : Puissance de production électrique sur le territoire de la Guadeloupe entre le 24 et le 26 octobre 2024 (source : OpenData EDF)

D'après les données de production, tous les usagers sont complètement privés d'électricité jusqu'en début de soirée et la production ne dépassera pas les 100 MW avant minuit. Le 26 octobre 2024, 24h après l'événement, les capacités de production thermique n'atteignent que 124 MW, soit 59% des capacités de la centrale de Jarry. Plusieurs milliers d'habitants sont toujours privés d'électricité et le retour à la normale s'opérera progressivement jusqu'au 27 octobre.

L'épisode de coupure généralisée n'apparaît pas dans les données transmises au titre du contrôle de la qualité de la distribution d'électricité. Cet événement a principalement affecté des installations de production d'électricité, lesquelles relèvent de périmètres hors champ de la concession de distribution et, à ce titre, hors champ du contrôle exercé dans le cadre du présent rapport. Par ailleurs, bien que le concessionnaire ait été sollicité dans le cadre d'une question complémentaire afin d'obtenir le détail des durées de coupure par poste HTA/BT lors de cet épisode, aucune suite n'a été donnée à cette demande.

En conséquence, l'ensemble des résultats présentés dans la suite de ce rapport repose sur des analyses excluant cet épisode de coupure exceptionnelle et portant exclusivement sur le périmètre concédé du réseau public de distribution d'électricité, à l'exclusion des ouvrages et impacts liés à la production. Cette absence de prise en compte conduit notamment à une sous-estimation de l'impact réel des coupures sur les habitants du territoire.

2.1.3. Répartition par cause et par siège du nombre d'incidents HTA HIX

Malgré la perte d'information évoquée *supra*, le croisement entre *siège* et *cause* permet d'identifier les principales typologies d'incidents. Le tableau ci-dessous présente cette analyse croisée pour l'année 2024 :

	Aérien			Souterrain		Poste	Divers et Inconnue		Total
	Accessoire	Ligne	Support	Papier	Synthétique	Divers	Divers	Inconnue	
Climatique	5 1%	4 1%			4 1%	1 0%	7 2%		21 6%
Défaillance des ouvrages	7 2%			2 1%	37 10%	12 3%	7 2%	3 1%	68 19%
Exploitation	2 1%	3 1%					3 1%		8 2%
Tiers	2 1%	1 0%	2 1%	3 1%	21 6%	2 1%			31 9%
Autres, Inconnue	8 2%	4 1%	1 0%	6 2%	116 32%	18 5%	50 14%	29 8%	232 64%
Total	24 7%	12 3%	3 1%	11 3%	178 49%	33 9%	67 19%	32 9%	360 100%

Tableau 1 : Croisement causes et sièges des incidents HTA HIX en termes de nombre d'incidents en 2024

Sur ce dernier exercice, 52% des incidents sont localisés sur les réseaux souterrains (synthétique et CPI). A titre de comparaison, la moyenne du taux d'incidents localisés sur ces réseaux entre 2020 et 2024 s'établit à 65%. Plus en détail, la défaillance des ouvrages impacte fortement les réseaux enfouis, avec 37 incidents localisés sur les câbles synthétiques en 2024. Les causes renseignées par le concessionnaire traduisent une **usure naturelle importante**. Ces canalisations sont également touchées par des incidents causés par des tiers (arraches lors de travaux).

Ce résultat traduit une certaine fragilité des ouvrages HTA enfouis. Il est toutefois nécessaire de rappeler la **part très importante de réseau souterrain** sur le territoire du Sy.MEG (77%) ce qui **implique naturellement un plus grand nombre d'incidents**.

Le taux d'incidents HIX pour 100 km de réseaux permet de s'affranchir de ce biais d'échelle. En 2024, le réseau souterrain subit 10,3 incidents HIX/100 km pour une moyenne qui s'élève à 11,4 incidents HIX/100 km entre 2020 et 2024.

Sur le territoire du Sy.MEG, les réseaux HTA aériens sont davantage impactés par la *défaillance des ouvrages* que par des incidents de *cause climatique*. Les incidents sont majoritairement localisés sur les **accessoires aériens** (œilletons, ponts, bretelles, ...) et sont enregistrés pour **cause d'usure naturelle**. Sur la période 2020-2024, cette typologie [*cause ; siège*] recense 36 incidents, soit 33% des incidents aériens avec une cause connue. Après un pic du taux d'incidents en 2023 dû à une augmentation des incidents d'origine climatique, l'exercice 2024 se clôture avec un taux de 7,3 incidents HTA HIX / 100 km.

Le tableau suivant permet de visualiser les causes détaillées selon les sièges d'incidents HTA HIX sur la période 2020-2024.

		Aérien			Souterrain		Poste	Divers et Inconnue	
		Accessoire	Ligne	Support	Papier	Synthétique	Divers	Divers	Inconnue
Climatique	Cause inconnue: par grand vent	1	3	1				2	
	Cause inconnue: par orage	7				4		14	
	Chute d'arbre par vent		4						
	Chute de branche par vent		6						
	Condensation, inondation						1		
	Coup de foudre	1	3			3	3	1	
	Effort anormal par tempête de neige ou de givre		1						
	Effort anormal par tempête de vent ou de pluie	3	8	3					
Défaillance des ouvrages	Défaillance protection	3				11	3	6	1
	Défaut de conception	1		1		6	4		
	Défaut de montage / tirage		1			8			
	Usure naturelle	36	1	3	52	185	15	3	3
Exploitation	Abattage insuffisant		1						
	Elagage insuffisant	2	13			1			
	Fausse manœuvre							4	1
Tiers	Autres travaux de tiers (arrachages, ...)		1	2	5	82			
	Corps étranger	2	1	1		20		1	
	Incendie d'origine externe	1							
	Installation de clients HTA						14	2	
	Malveillance		1			1			
	Travaux de tiers - Elagage ou abattage		4			3			
Autres, Inconnue	Véhicule	3	1	8		1			
	Autres animaux					11			
	Autres causes	7	4		3	400	37	119	27
	Cause inconnue avec circonstances atmosphériques n.l.	13	5	1	12	190	29	89	6
	Glissements	1	2						
	Pollution, corrosion	1				1			
	Travaux urgents (mise en sécurité décidée par Enedis)			1					

Tableau 2 : croisement des causes et sièges d'incidents HTA HIX en termes de nombre d'incidents sur la période 2020-2024

2.1.4. Répartition par siège et par cause des temps de coupure des incidents HTA

Le tableau ci-dessous reprend l'analyse croisée des causes et sièges d'incidents et affiche les résultats de l'année 2024 selon le critère B, c'est-à-dire le temps de coupure moyen par usager.

	Aérien			Souterrain		Poste	Divers et Inconnue		Total général
	Accessoire	Ligne	Support	Papier	Synthétique	Divers	Divers	Inconnue	
Climatique	4 min 2%	2 min 1%			3 min 2%	0 min 0%	3 min 2%		13 min 7%
Défaillance des ouvrages	4 min 2%			1 min 0%	20 min 11%	5 min 3%	0 min 0%	1 min 0%	32 min 17%
Exploitation	0 min 0%	1 min 0%					1 min 0%		2 min 1%
Tiers	1 min 1%	0 min 0%	1 min 1%	3 min 2%	8 min 4%	1 min 0%			15 min 8%
Autres, Inconnue	7 min 4%	12 min 6%	0 min 0%	1 min 0%	58 min 31%	12 min 7%	19 min 10%	15 min 8%	125 min 67%
Total général	17 min 9%	15 min 8%	2 min 1%	5 min 3%	90 min 48%	19 min 10%	24 min 13%	16 min 9%	187 min 100%

Tableau 3 : croisement causes et sièges des incidents HTA HIX en termes de temps de coupure par usager sur l'exercice 2024

Les résultats de cette analyse permettent de confirmer les propos évoqués *supra*. Les incidents avec le plus d'impact sur le critère B sont localisés sur les réseaux souterrains et sont causés par de la défaillance d'ouvrages ou de la dégradation opérée par des tiers. Au total, les réseaux souterrains cumulent 95 min de critère B, soit 50,1% du critère B incidents HTA HIX 2024.

Les incidents HTA HIX sont moins récurrents sur les réseaux aériens mais ils participent à hauteur de 34 min au critère B incidents HTA HIX 2024 ce qui représente 18% des 187 min.

Comme présenté pour le nombre d'incident, le détail des causes peut être croisé aux sièges d'incidents en termes de critère B pour la période 2020-2024 :

Causes	Causes détaillées	Aérien			Souterrain		Poste	Divers et Inconnue	
		Accessoire	Ligne	Support	Papier	Synthétique	Divers	Divers	Inconnue
Climatique	Cause inconnue: par gran...	0 min	2 min	1 min				1 min	
	Cause inconnue: par orage	8 min				3 min		6 min	
	Chute d'arbre par vent		4 min						
	Chute de branche par vent		6 min						
	Condensation, inondation						0 min		
	Coup de foudre	1 min	2 min			8 min	5 min	0 min	
	Effort anormal par tempé...		2 min						
Défaillance des ouvrages	Effort anormal par tempé...	1 min	6 min	3 min					
	Défaillance protection	0 min				5 min	3 min	0 min	0 min
	Défaut de conception	1 min		1 min		2 min	3 min		
	Défaut de montage / tirage		0 min			4 min			
Exploitation	Usure naturelle	27 min	0 min	1 min	10 min	87 min	9 min	1 min	1 min
	Abattage insuffisant		3 min						
	Elagage insuffisant	0 min	4 min			1 min			
Tiers	Fausse manœuvre							1 min	0 min
	Autres travaux de tiers (a...		0 min	1 min	4 min	45 min			
	Corps étranger	1 min	1 min	1 min		9 min		0 min	
	Incendie d'origine externe	2 min							
	Installation de clients HTA						4 min	0 min	
	Malveillance		1 min			0 min			
	Travaux de tiers - Elagage...		1 min			2 min			
Autres, Inconnue	Véhicule	4 min	1 min	8 min		1 min			
	Autres animaux					10 min			
	Autres causes	6 min	2 min		1 min	197 min	25 min	27 min	14 min
	Cause inconnue avec circo...	12 min	13 min	0 min	2 min	94 min	20 min	33 min	2 min
	Oiseaux	0 min	1 min						
	Pollution, corrosion	1 min				1 min			
	Travaux urgents (mise en...			0 min					

Tableau 4 : croisement des causes et sièges d'incidents HTA HIX en termes de critère B sur la période 2020-2024

L'analyse des tableaux 2 et 4 permet d'identifier l'impact moyen des incidents selon leur typologie détaillée [cause détaillée ; siège]. Le calcul du rapport $\frac{\text{critère B}}{\text{nombre incidents}}$ sur la période 2020-2024 permet d'obtenir l'impact moyen sur le critère B de chaque type d'incidents suivants :

- Usure naturelle des réseaux souterrains CPI : 0,19 min / incidents HTA HIX ;
- Usure naturelle des réseaux souterrains synthétiques : 0,47 min / incidents HTA HIX ;
- Usure naturelle des accessoires aériens : 0,75 min / incidents HTA HIX ;
- Elagage et abattage insuffisant sur les lignes aériennes : 0,5 min / incidents HTA HIX ;
- Causes climatiques sur les réseaux aériens : 0,88 min / incidents HTA HIX ;
- Causes climatiques sur les réseaux souterrains : 1,57 min / incidents HTA HIX.

Malgré la faible quantité de linéaires aériens sur le territoire du Sy.MEG, les incidents qui touchent ces ouvrages engendrent davantage de temps de coupure. Le tableau suivant résume ce résultat en calculant le critère B par incident selon les sièges d'incidents HTA, pour toutes causes connues (les causes inconnues sont exclues des résultats infra) :

	Aérien			Souterrain		Poste
	Accessoire	Ligne	Support	Papier	Synthétique	
Temps moyen de coupure par incident HTA HIX (min)	0,75	0,67	0,84	0,25	0,51	0,60

Tableau 5 : temps de coupure moyen par siège du réseau sur la période 2020-2024

La conclusion de ces résultats est fortement dépendante de la qualité des données relevées par le concessionnaire lors des incidents. La forte part des incidents inconnus ne permet pas d’affirmer avec certitude que les incidents sur les réseaux aériens sont plus impactant en termes de critère B. Cependant, ces résultats peuvent amener la concession à étudier plusieurs points :

- Au vu de l’impact des incidents HTA localisés sur les accessoires aériens, les programmes de Rénovation Programmée peuvent être un levier pertinent afin de renouveler les accessoires les plus fragiles et limiter ainsi le temps de coupure pour les usagers ;
- Malgré le linéaire important de réseaux CPI sur le territoire du Sy.MEG, ces canalisations sont principalement situées en centre-bourg, sur des typologies de réseau maillés. Cette configuration peut expliquer le faible impact des incidents HTA CPI sur le temps moyen de coupure. La poursuite des programmes de résorption de cette technologie est vertueuse pour la concession mais ne semble pas prioritaire pour une amélioration rapide de la qualité de fourniture.

2.1.5. Indicateurs de continuité

Le graphique ci-dessous présente les taux d’incidents HTA pour 100 km de réseau. Le taux d’incidents total est comparé aux technologies d’ouvrages aériens et souterrains :

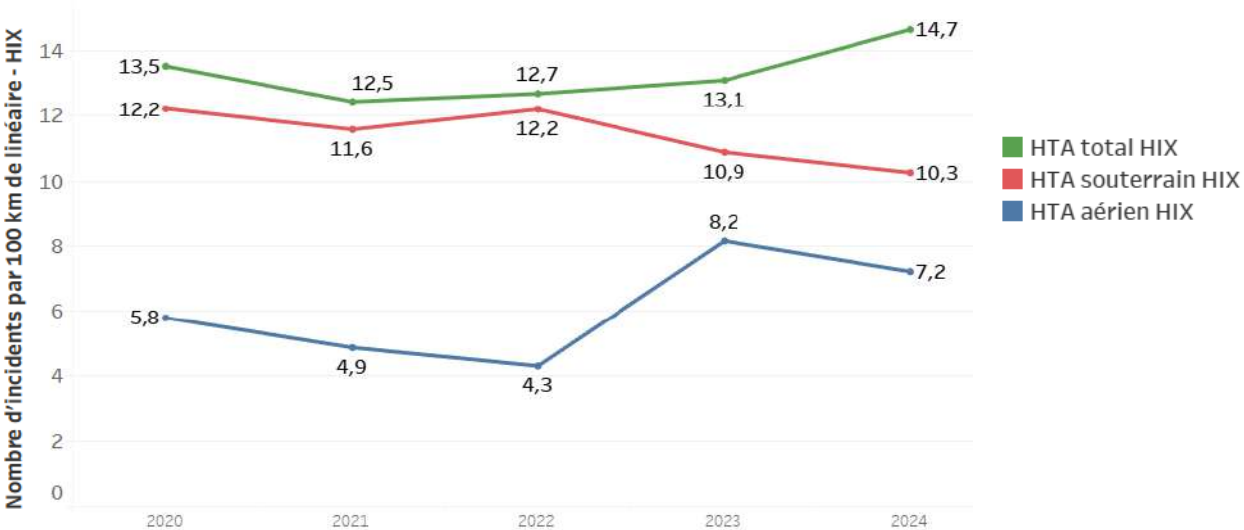


Figure 8 : Evolution du nombre d’incidents HTA pour 100 km de réseaux (HIX)

Après une forte augmentation entre 2022 et 2023, le taux d’incidents HTA HIX pour 100 km de réseaux aériens diminuent en 2024 et atteint 7,2. Malgré cette diminution, ce résultat dépasse les taux constatés sur la période 2020-2022. Les réseaux souterrains présentent une amélioration quasiment continue du taux d’incidents et atteignent un minimum depuis 2020 avec 10,3 incidents HTA HIX / 100 km.

Cette amélioration sur les réseaux aériens et souterrains n'est pas visible sur les résultats du taux d'incidents total, présenté en vert sur le graphique. Ces tendances opposées s'expliquent par une hausse des incidents HTA HIX enregistrés avec des sièges « Divers » ou « Inconnu ». En effet, le nombre d'incidents sans siège connu est passé de 55 en 2023 à 99 en 2024. Une fois de plus, la fiabilité de la collecte des données d'incidents est primordiale pour analyser correctement les coupures subies par les usagers.

2.1.6. Analyse temporelle

Les deux graphiques suivants permettent d'apprécier la répartition des incidents souterrains au cours de l'année 2024 selon le Niti¹ généré.

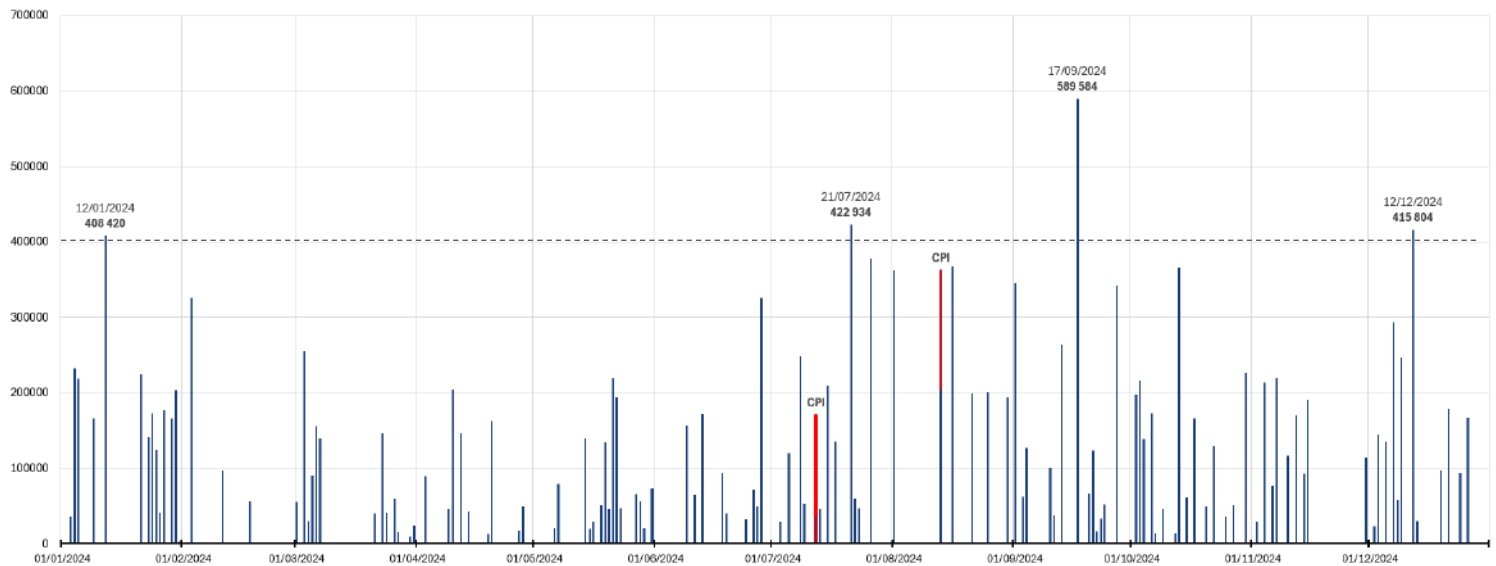


Figure 9 : Niti par incidents HTA HIX sur le réseau souterrain toutes causes confondues en 2024

Lors de cet exercice, quatre incidents affichent un Niti supérieur à 400 000. L'évènement le plus important est survenu le 17/09/2024 sur une boîte de jonction causant 589 584 Niti et participant à hauteur de 2,6 min au critère B global de la concession. Le concessionnaire a catégorisé la cause de l'incident comme « usure naturelle ».

Le graphique présente également deux exemples d'incidents (barres rouges) enregistrés par le concessionnaire sur des réseaux CPI. La répartition des incidents sur les canalisations souterraines traduit une plus forte part de Niti sur la période juillet – octobre. Lors de cette période, le territoire peut être soumis à des épisodes de plus fortes chaleurs lors d'une période humide, ces conditions représentent un **risque important pour les réseaux à isolation papier imprégné qui subissent une dessiccation du papier isolant** conduisant à la rupture électrique. Le graphique ci-dessous présente la convergence entre les températures maximales constatés chaque mois et le nombre d'incidents sur les canalisations CPI.

¹ Le Niti est un indicateur défini par le produit du nombre de clients BT coupés (Ni) par le temps de coupures exprimés en minutes (Ti)

Le graphique ci-dessous représente le Niti de chaque incidents HTA HIX durant l'année 2024 pour les **réseaux HTA aériens** du Sy.MEG.

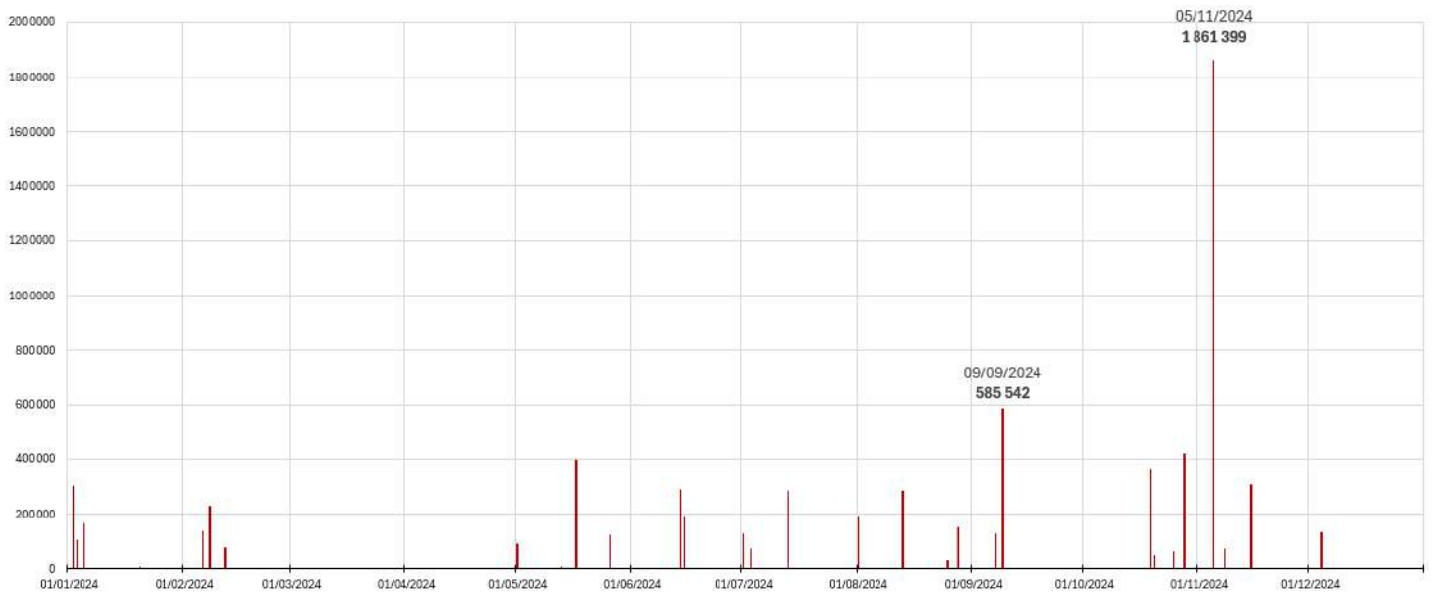


Figure 10 : Niti par incidents HTA HIX sur le réseau aérien toutes causes confondues en 2024

Les résultats présentent une concentration des incidents HTA à fort Niti sur la période septembre – novembre. Le manque de précision, concernant les données de causes et sièges d'incidents HTA transmises par le concessionnaire, ne permet pas d'affirmer la cause exacte de cette répartition. Cependant, cette période correspond à des conditions météorologiques propices à de fortes rafales de vent comme le montre le graphique ci-dessous qui présente les moyennes et les maximums des pics de rafales constatés chaque mois en entre 2020 et 2024 :

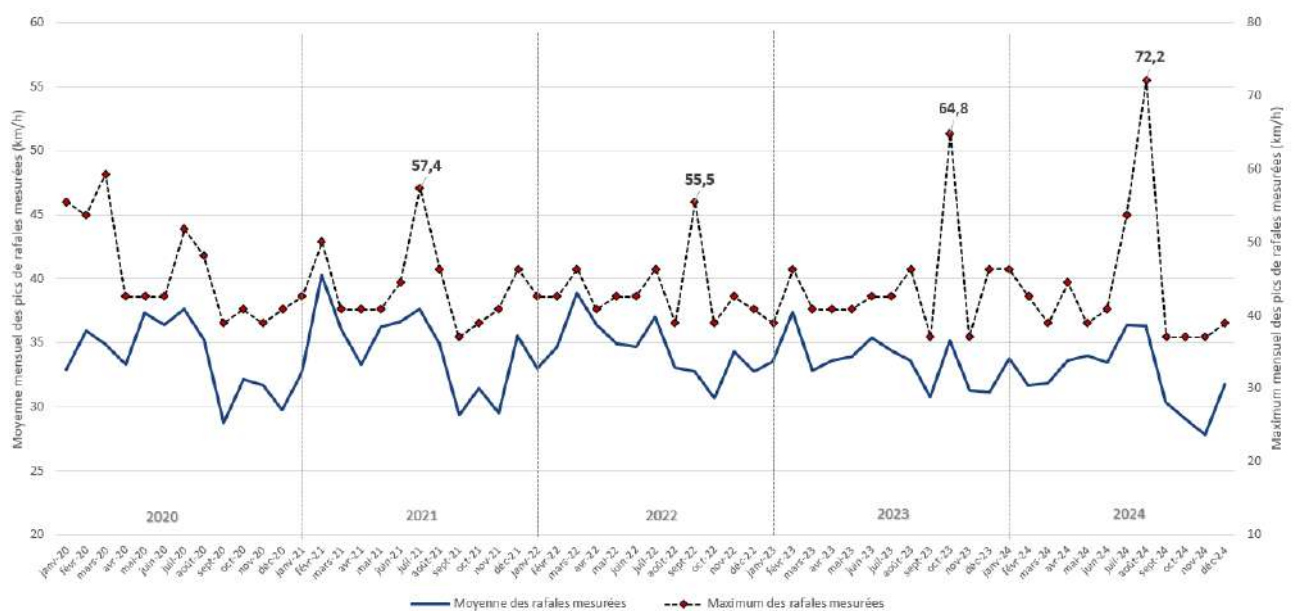


Figure 11 : Moyennes mensuels et pics de rafales mensuels sur le territoire de la Guadeloupe entre janvier 2020 et décembre 2024 (source : meteoStat)

Les réseaux aériens sont fortement vulnérables aux intempéries climatiques. La corrélation entre les incidents HTA sur le réseau aérien et les conditions météorologiques est probable, notamment pour les réseaux exposés à la végétation. De forte rafales de vent peuvent provoquer la chute de branches ou d'arbres sur les lignes et causer la rupture des conducteurs.

D'après les données transmises par le concessionnaire, l'incident du 05/11/2024 localisé sur le départ HTA BOUILC0302 a généré 1 861 399 Niti et a contribué à augmenter le critère B global de 8,2 minutes. Au vu des données météorologiques de cette journée, aucune rafale de vent n'a dépassé les 40 km/h et le concessionnaire a renseigné un « conducteur nu rompu » comme cause de l'incident. L'incident est donc catégorisé avec une « cause inconnue par condition atmosphérique normale ». Cet événement souligne, une fois de plus, la nécessité d'une fiabilisation de la collecte des données d'incidents qui permettront d'analyser ce type d'événements et de mettre en place des mesures préventives et efficaces pour les éviter.

Comme illustré sur le digramme chronologique de réalimentation ci-dessous, les premiers clients ont été rétablie près de 17h après la coupure.

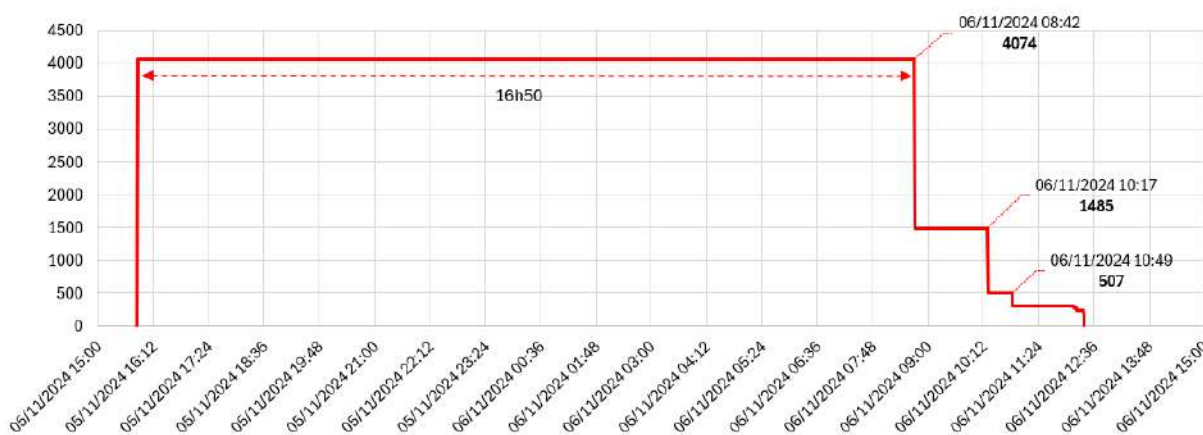


Figure 12 : chronologie de réalimentation des clients lors de l'incident du 05/11/2024

Lors de cet incident ayant coupé plus de 4 000 usagers, 49 postes HTA/BT ont été coupés dont le poste MONCHY qui a généré 227 756 Niti (12% du Niti total).

Le graphique ci-dessous résume les incidents survenus chaque mois lors de l'exercice 2024 en comparant le Niti au nombre de clients coupés par siège d'incident HTA.

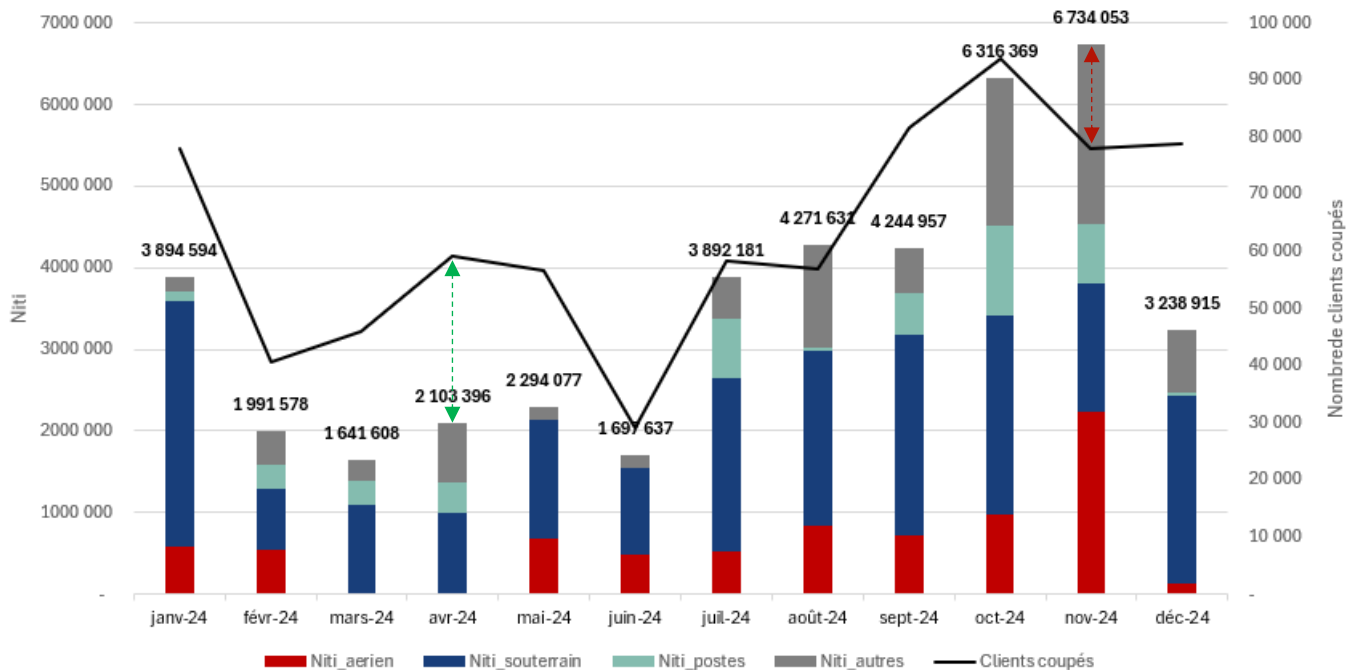


Figure 13 : Niti total et nombre de clients coupés chaque mois sur l'exercice 2024

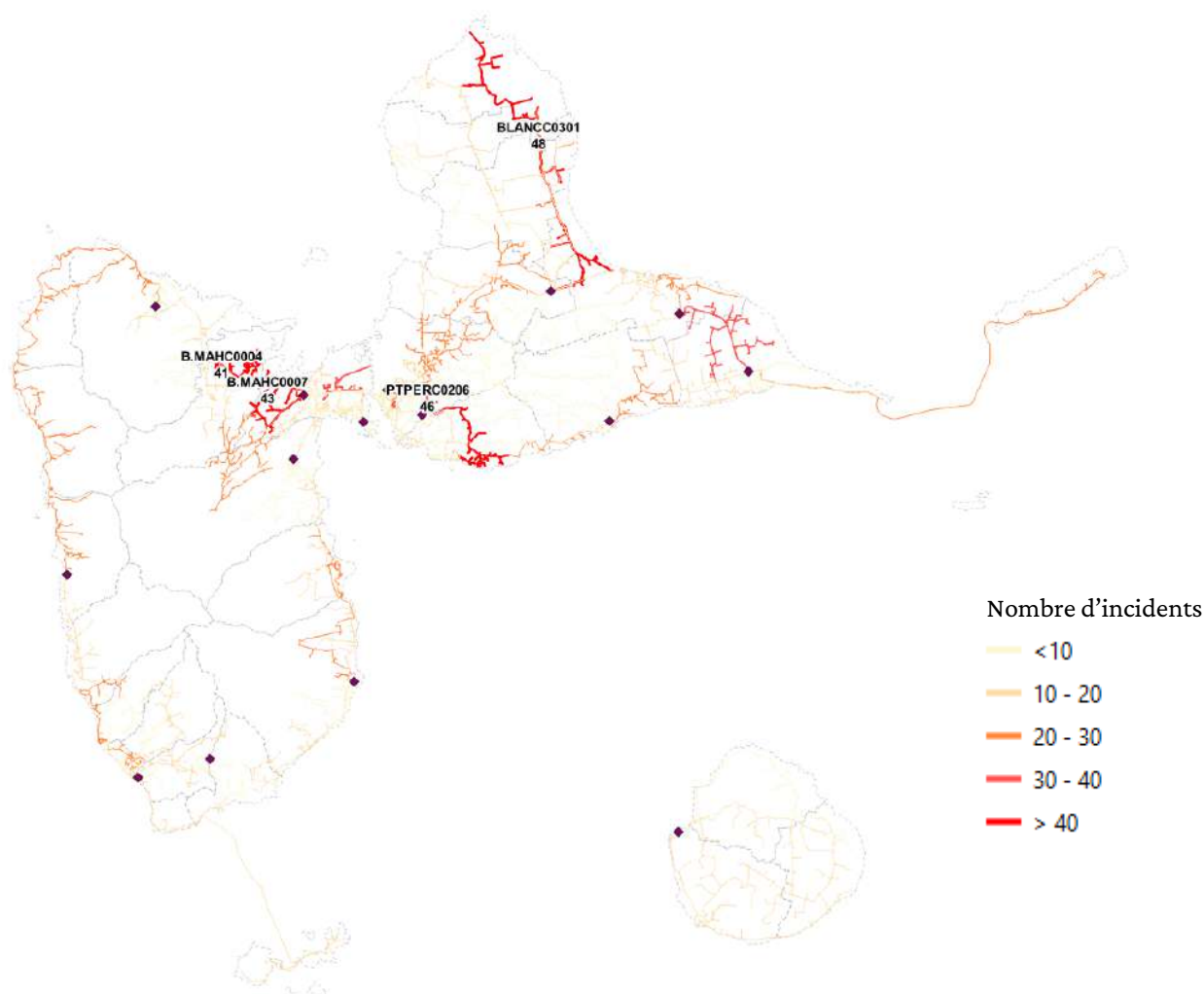
Cette analyse soulève les observations suivantes :

- L'année 2024 présente une **saisonnalité en termes de NiTi** : une période de début d'année avec un faible Niti, 2 270 481 Niti/mois en moyenne sur la période janvier-juin, et une deuxième partie de l'année beaucoup plus impactée avec une moyenne de 4 783 017 Niti/mois. Cette tendance peut s'expliquer par les saisons humides et sèches, cette dernière étant propice aux cyclones ;
- La superposition entre le Niti et le nombre de clients coupés met en exergue l'impact des incidents en termes de temps de coupure. En effet, le mois d'avril comptabilise plus de 60 000 clients coupés pour un Niti total de 2 103 396 soit un temps moyen de coupures par usagers coupés de 35 min. A l'inverse le mois de novembre présente un temps moyen de coupures par usagers coupés de 86 min. Les **incidents survenant sur la deuxième période de l'année présentent vraisemblablement des temps de coupures plus longs**. Ce résultat peut provenir de plusieurs raisons : des dégâts matériels importants nécessitant des réparations plus lourdes et plus longues, la non-disponibilité des organes de manœuvres télécommandés, des difficultés de moyens d'interventions lors d'incidents simultanés sur le réseau ... ;

2.1.7. Répartition des incidents sur le territoire

Pour rappel, le concessionnaire n'a répondu que partiellement à la demande de données concernant les interruptions de fournitures sur les départs HTA. En effet, les fichiers transmis présentent les interruptions HTA, pour travaux ou incidents, selon les départs HTA de la concession mais ne fournissent pas les coordonnées GPS des incidents. Sollicité en question complémentaires à ce propos, le concessionnaire a indiqué que les « coordonnées GPS ne sont pas disponibles ». La collecte de ces données pourrait permettre à l'autorité concédante d'identifier plus précisément les zones à risque sur les départs HTA et ainsi mettre en place une politique d'investissement ciblée.

Malgré l'absence des coordonnées GPS permettant de localiser précisément les incidents, les données transmises permettent de visualiser les départs HTA les plus impactés. La carte ci-dessous présente les départs HTA selon le nombre d'incidents HTA HIX cumulés sur la période 202-2024 :



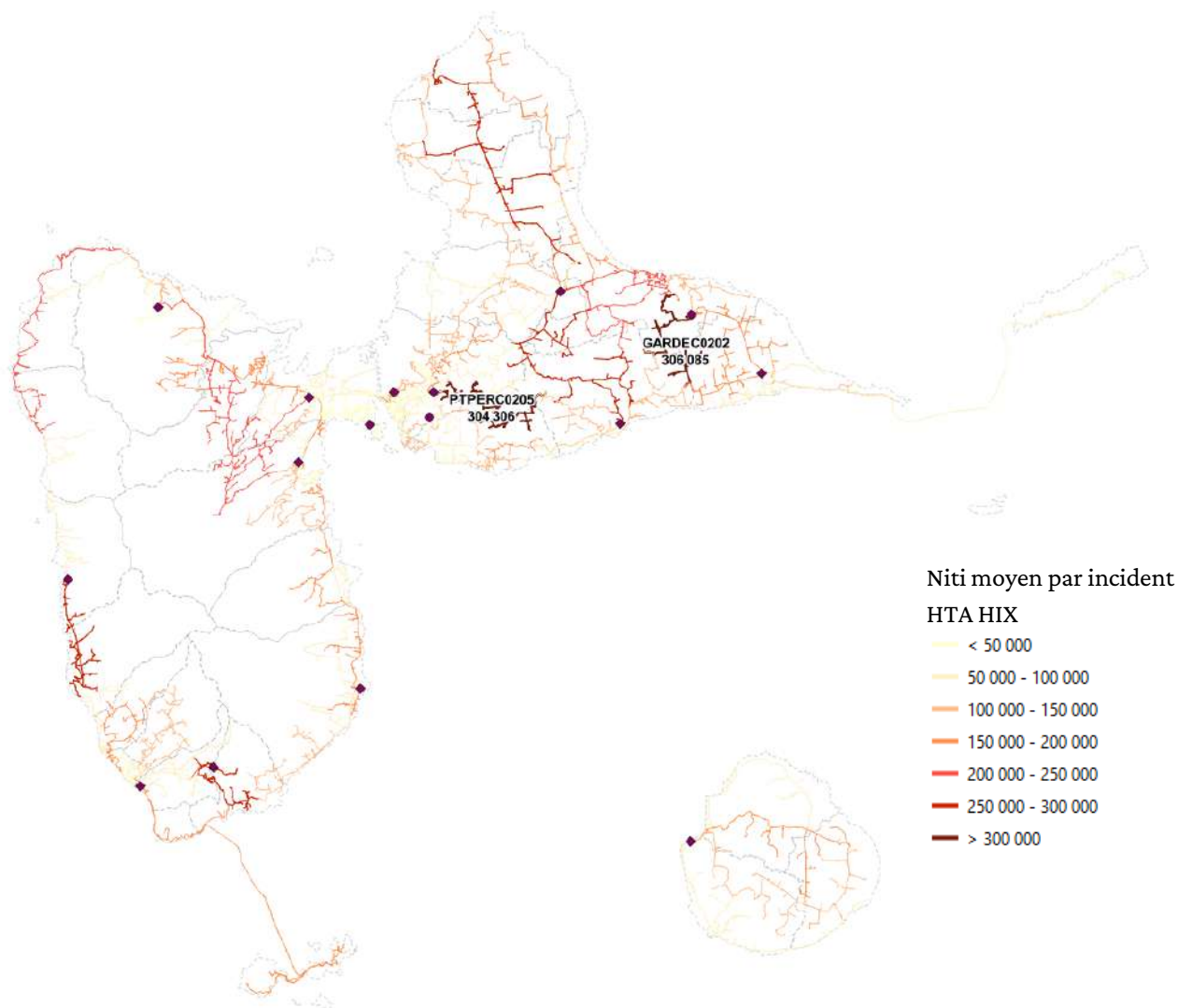
Carte 3 : Cumul du nombre d'incidents HTA HIX par départs sur le territoire de la concession entre 2020 et 2024

Cette carte met en évidence les départs les plus fortement affectés par des coupures liées à des incidents HTA HIX. D'après les données transmises par le concessionnaire, le départ CAMPEC (BLANCC0301), rattaché au poste source BALNCHET, est celui qui enregistre le plus grand nombre d'interruptions, avec 48 incidents HTA HIX sur la période étudiée. Parmi ceux-ci, 19 incidents, soit 40 %, sont localisés sur des canalisations HTA aériennes. Cette sensibilité s'explique notamment par la configuration du départ CAMPEC, qui présente une proportion élevée de réseau aérien : 35 km sur 52 km, soit 68% des canalisations HTA, en font le troisième départ du Sy.MEG en termes de taux de réseaux aériens.

Les trois autres départs les plus impactés sont SFELIX (P.TERC0206) du poste source PETIT PEROU ainsi que G-SAVA (B.MAHC0007) et LAMENT (B.MAHC0004) du poste source BAIE-MAHAULT qui comptabilisent respectivement 46, 43 et 41 incidents HTA HIX sur la période 2020-2024. Ces trois départs sont les plus impactés en termes d'incidents souterrains sur le territoire du Sy.MEG. Une fois de plus, les données de contrôle ne

permettent pas d'identifier la cause de ces incidents puisque la grande majorité sont collectés et enregistrés selon la cause 'Inconnue'.

Afin d'affiner la répartition des incidents sur le territoire de la concession, la carte ci-dessous permet de visualiser le Niti moyen par incident HTA HIX. Cette visualisation traduit l'impact de chaque incident sur la continuité de fourniture d'électricité aux usagers.



Carte 4 : Répartition du Niti moyen par incident HTA HIX calculé sur la période 2020 - 2024

Les résultats montrent que les départs RICHP (GARDEC0202), rattaché au poste source GARDEL, et CARRAQ (PTPERC0205), rattaché au poste source PETIT-PEROU, sont ceux dont les incidents HTA HIX ont l'impact le plus marqué sur la continuité de fourniture. Bien que ces départs n'aient enregistré respectivement que 11 et 9 coupures sur la période étudiée, la majorité de ces incidents a généré des volumes supérieurs à 200 000 Niti.

Ces constats soulignent que, même avec une faible occurrence d'incidents HTA HIX, l'impact sur le temps moyen de coupure par usager peut être significatif. Il apparaît donc nécessaire d'agir à la fois sur la réduction de l'exposition des départs les plus sensibles, afin de renforcer leur résilience, et sur la maîtrise des durées de coupure lorsqu'un incident survient sur un départ HTA. À cet égard, une collecte fiable des données d'incidents

HTA HIX, associée à une analyse approfondie des coupures à fort Niti, permettrait de mieux cibler les actions à mettre en œuvre pour améliorer durablement la continuité de fourniture.

2.1.8. Incidents d'origine FO

Au-delà des coupures causées par des incidents sur les réseaux de distribution d'électricité, les usagers du Sy.MEG sont également victimes de coupures liées à l'appareil productif du territoire. Lors de l'exercice 2024, 16 incidents sont causés par des pertes de productions, la majorité d'entre eux étant regroupés sur les mois de septembre et d'octobre. Ces incidents sont essentiellement dû à des grèves ayant causé des mises à l'arrêt de centrales de production. Le graphique ci-dessous présente la chronologie des incidents ayant pour origine la fourniture d'électricité, en excluant le black-out d'octobre 2024 :

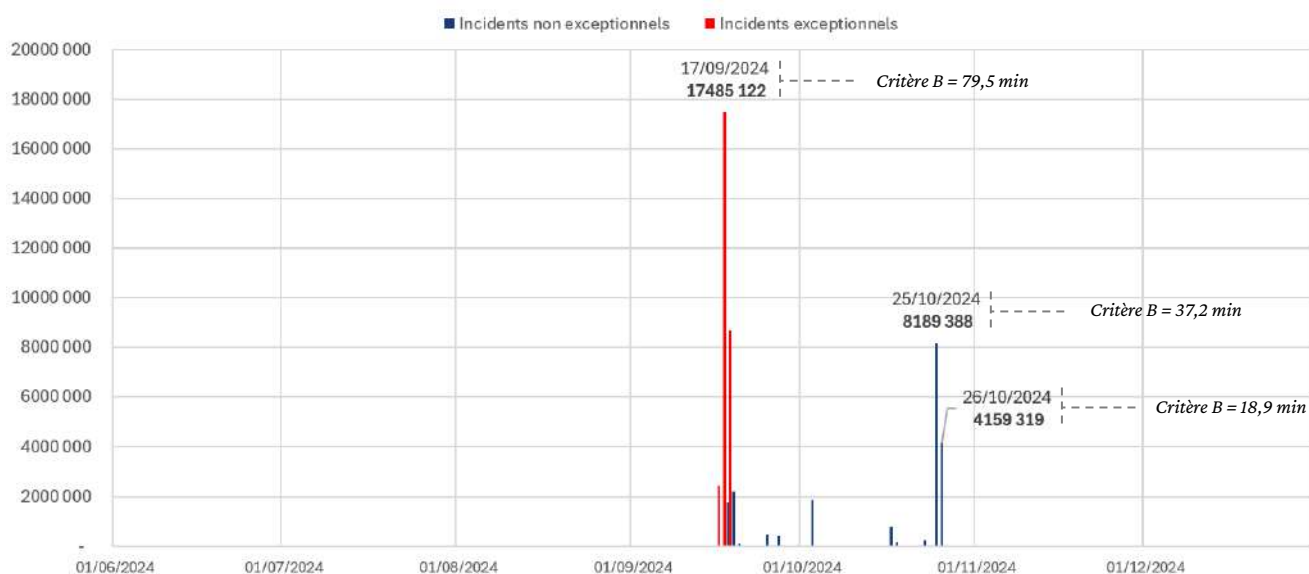


Figure 14: Répartition des Niti causés par des incidents fournisseur (hors incidents exceptionnels) lors de l'exercice 2024

Le pic de Niti visible à la mi-septembre est la conséquence des grèves survenues dans la centrale de Pointe-Jarry, qualifiées comme incident exceptionnel par le concessionnaire. Cette grève a causé un déficit de production à la suite de l'arrêt des huit moteurs de la principale centrale de production de l'île. Cet épisode est visible dans les données de production de la concession qui permettent de comparer :

- La production journalière durant cet épisode de crise ;
- La production thermique entre le 15 et le 19 septembre ;
- La production journalière moyenne à cette même période selon les données 2019-2024.

Le décrochage de production thermique est nettement visible à partir du 17 septembre, entraînant une perte de production majeure lors de la journée du 18 septembre.

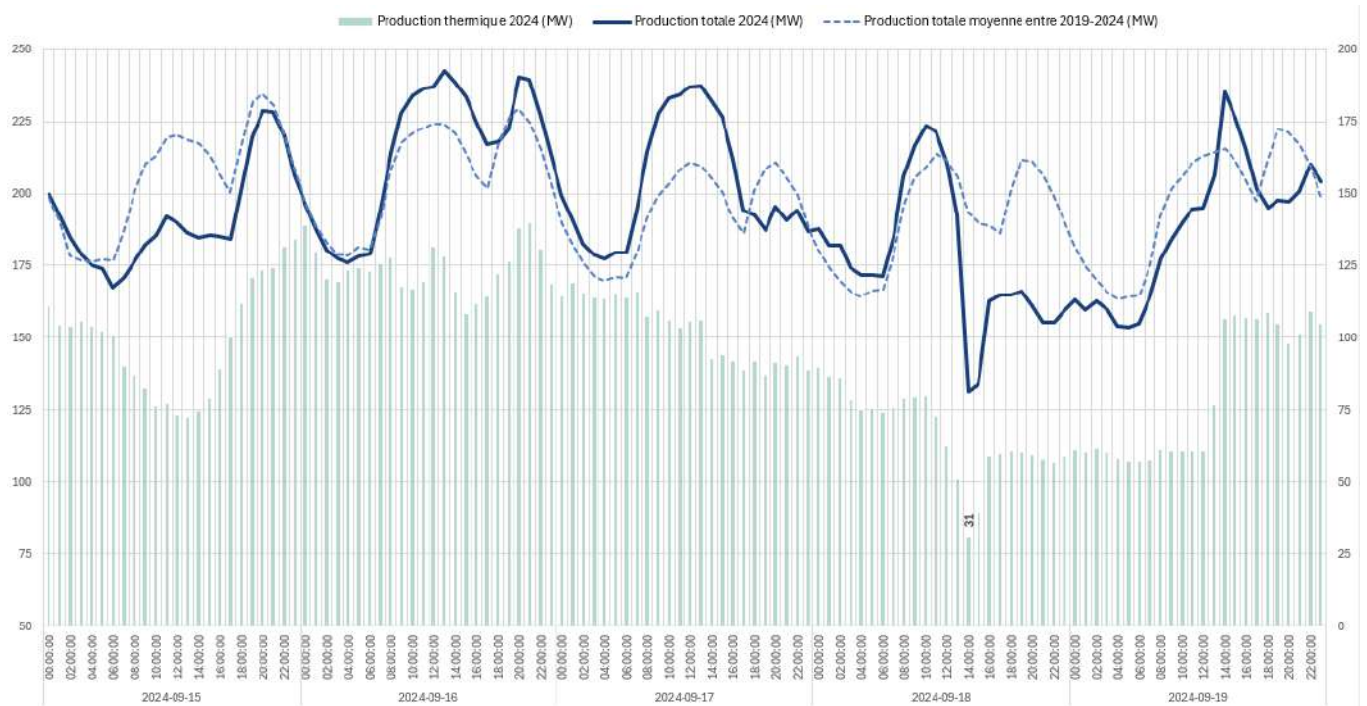


Figure 15 : comparaison de la production totale 2024, de la production totale moyenne calculée sur la période 2019-2024 et de la production thermique entre le 15 et le 19 septembre sur le territoire du Sy.MEG (Source : Open Data EDF)

2.2 Analyse des incidents BT

2.2.1. Répartition par cause et par siège

L'analyse croisée des sièges et des causes de coupures en termes de nombre d'incidents BT HIX est présentée sur la période 2020 – 2024 dans le tableau suivant :

Famille	Aérien (type non défini)	Aérien nu	Aérien torsadé	Souterrain		Divers	Inconnue	Poste HTA/BT	Total général
				Synthétique	Papier				
Climatique	1 0%	1 0%	1 0%			1 0%			4 0%
Défaillance des ouvrages	16 1%	33 3%	338 31%	179 16%	1 0%	6 1%	4 0%	18 2%	595 54%
Exploitation	4 0%	7 1%	340 31%						351 32%
Tiers	10 1%	4 0%	70 6%	55 5%	1 0%	7 1%	4 0%	2 0%	153 14%
Autres			1 0%						1 0%
Total général	31 3%	45 4%	750 68%	234 21%	2 0%	14 1%	8 1%	20 2%	1104 100%

Tableau 6 : Croisement causes et sièges des incidents BT en termes de nombre d'incidents sur la période 2020-2024

L'analyse réalisée sur une chronique de 5 années révèle que la première cause des incidents BT est la défaillance des ouvrages, responsable de 54% des incidents BT, suivi de l'exploitation pour 32% des incidents. Au niveau des sièges, la majorité des incidents occurrent sur le réseau aérien torsadé (68% des incidents), de loin le premier siège, suivi ensuite par les incidents sur le réseau BT souterrain dans 23% des cas. Rappelons cependant que le réseau BT est composé à 69% de réseau aérien torsadé, que l'on retrouve logiquement en tête des sièges d'incidents.

Pour poursuivre l'analyse de la répartition du nombre d'incidents BT, la décomposition par cause et par année est présentée ci-après :

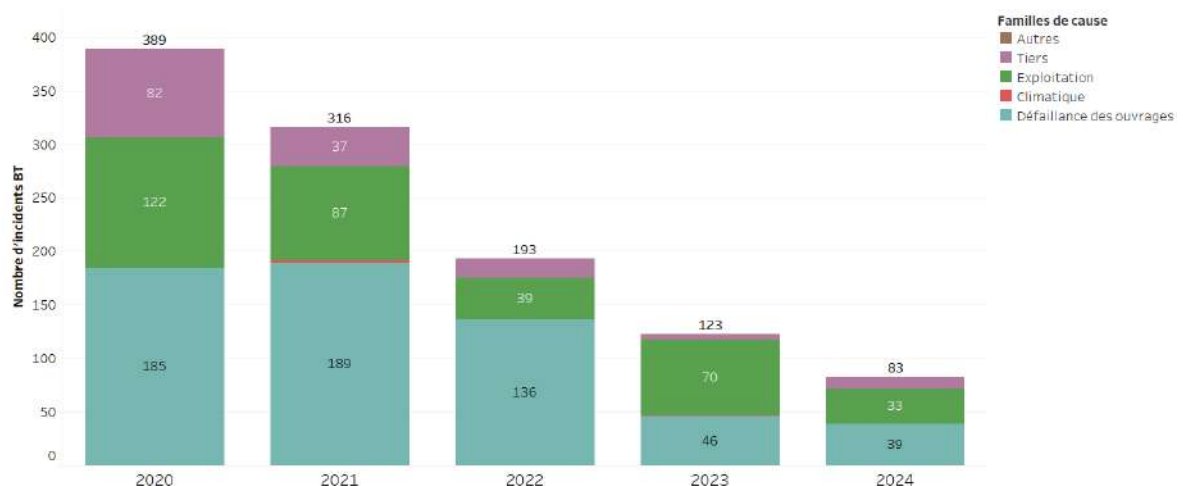


Figure 16 : Evolution du nombre d'incidents BT répartis par causes d'incident

En 2024, et pour la quatrième année consécutive, le nombre d'incidents BT est en baisse et atteint 83 incidents. C'est le plus faible nombre d'incidents par an sur la période étudiée 2018-2024, en diminution de 40 incidents, soit -32,5% par rapport à 2023. **Cette tendance à la baisse des incidents BT semble dès lors s'inscrire dans la durée, ce qui est un point de satisfaction.**

Dans le détail en 2024, 33 incidents ont pour cause l'exploitation des réseaux BT. Pour cet exercice, cette cause regroupe en grande majorité des incidents causés par de l'élagage insuffisant (31). La défaillance des ouvrages est renseignée pour cause de 39 incidents. Derrière cette famille de cause, la défaillance des protection et l'usure naturelle sont les principales causes d'incidents. Dans une moindre mesure, l'année 2024 compte 11 incidents causés par des tiers (travaux de tiers, véhicule, malveillance, ...).

Pour terminer l'analyse de la répartition du nombre d'incidents BT, la décomposition par siège et par année est présentée ci-après :

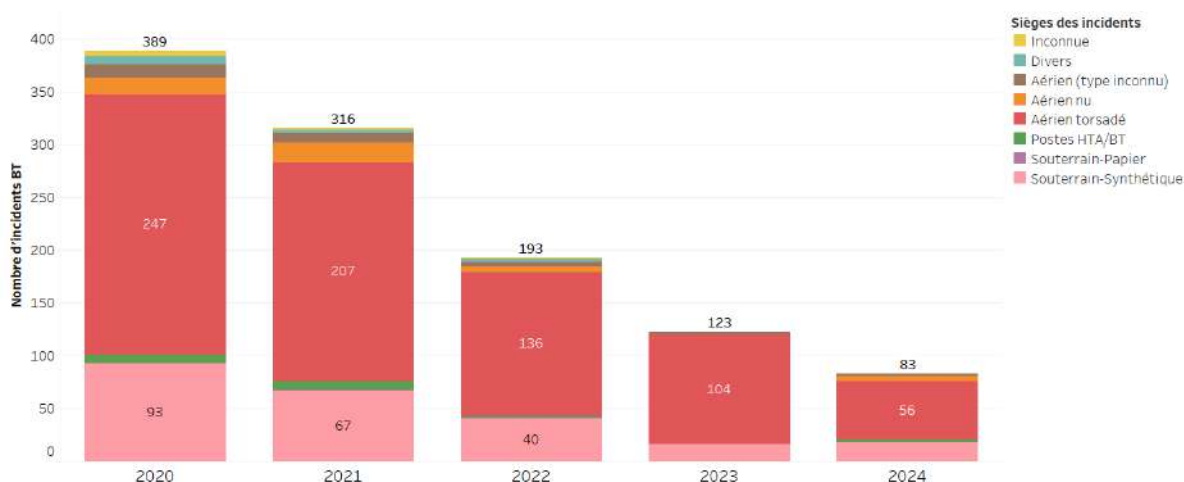


Figure 17 : Evolution du nombre d'incidents BT répartis par siège d'incident

L'analyse des sièges d'incidents entre 2020 et 2024 permet de confirmer la concentration des incidents sur les réseaux BT torsadés (68% des incidents en moyenne), technologie majoritaire sur le territoire de la concession. Le graphique ci-dessus permet également de constater une diminution des incidents impactant les réseaux souterrains. Sur la période 2018-2021, le réseau souterrain étaient impacté, en moyenne, par 143 incidents chaque année. Sur la période 2021-2024, cette moyenne s'élève à seulement 36 incidents par an, soit une diminution de 75%.

2.2.2. Temps de coupures des incidents BT

L'analyse du nombre d'incidents, de leur cause et de leur localisation, peut être complétée par leur impact sur la continuité de distribution d'électricité. Comme pour les réseaux HTA, l'impact sur la continuité est mesuré grâce au Niti qui permet notamment de calculer le critère B. La tableau ci-dessous présente l'analyse croisée des causes et des sièges d'interruptions sur le réseau BT en termes de temps de coupure par usager, pour la période 2020-2024.

Famille	Aérien (type non défini)	Aérien nu	Aérien torsadé	Souterrain		Divers	Inconnue	Poste HTA/BT	Total général
				Synthétique	Papier				
Climatique	0,02 min 0%	0,00 min 0%	0,01 min 0%			0,00 min 0%			0,02 min 0%
Défaillance des ouvrages	0,10 min 1%	0,21 min 4%	1,21 min 26%	0,75 min 16%	0,01 min 0%	0,03 min 0%	0,03 min 0%	0,26 min 4%	2,42 min 52%
Exploitation	0,08 min 1%	0,09 min 1%	1,32 min 29%						1,42 min 31%
Tiers	0,03 min 0%	0,05 min 0%	0,46 min 10%	0,22 min 5%	0,01 min 0%	0,04 min 1%	0,01 min 0%	0,01 min 0%	0,76 min 17%
Autres			0,00 min 0%						0,00 min 0%
Total général	0,13 min 3%	0,31 min 5%	2,99 min 65%	0,97 min 21%	0,01 min 0%	0,08 min 1%	0,03 min 0%	0,26 min 5%	4,62 min 100%

Tableau 7 : croisement causes et sièges des incidents BT en termes de temps de coupure par usager sur la période 2020-2024

Les conclusions de cette analyse confirment les résultats déjà présentés *supra* concernant le croisement des causes et sièges en termes de nombre d'incidents. La défaillance des ouvrages concentre 52% du critère B incidents BT HIX sur la période d'analyse. Sans surprise, cette défaillance concerne majoritairement les réseaux BT aériens torsadés. Les proportions entre nombre d'incident et critère B sont également similaires pour les coupures causées par l'exploitation (21% du critère B).

Sur la période analysée, les incidents causés par des tiers semblent plus impactant pour la continuité d'alimentation. En effet, ces interruptions représentent 17% du critère B incidents BT HIX alors que leur proportion est de 14% en termes de nombre d'incidents.

Pour rappel, le critère B BT HIX s'élève à 3 min pour un critère B HIX total de 246 min en 2024 (soit 1,2% du total).

Afin de compléter l'analyse, le graphique ci-dessous présente l'évolution du temps de coupure moyen par usager selon la famille de cause d'interruption BT :

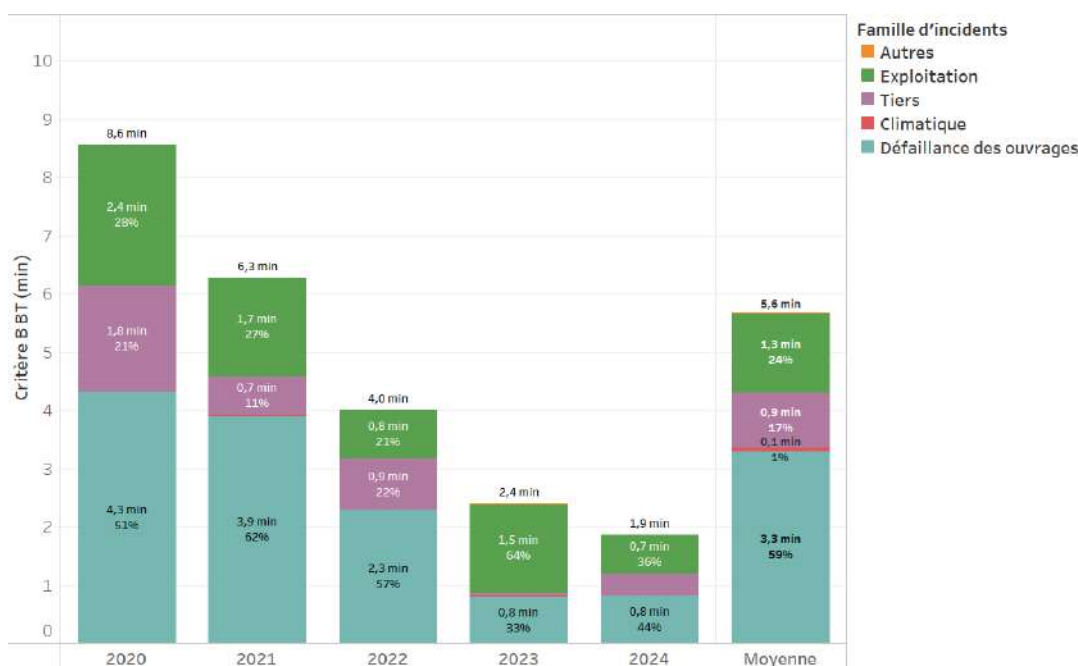


Figure 18 : Evolution du critère B incidents BT HIX réparti par cause d'incident

En parallèle d'un nombre d'incidents historiquement faible sur l'année 2024, le temps de coupure dû aux incidents BT est lui aussi historiquement faible en 2024 et atteint un minimum sur la période 2018-2024, avec 1,9 minute. La moyenne sur la période 2018-2021 était de 7,8 minutes tandis qu'elle s'élève à 3,7 minutes sur la période 2021-2024. **Cette baisse semble donc être pérenne, ce qui est un point de satisfaction important pour le Sy.MEG.**

Dans le détail, les 1,9 minute de coupure se décomposent en 0,7 minute imputable à des causes d'exploitation, 0,8 minute due à des défaillances d'ouvrages (constant par rapport à 2023) et 0,4 min causée par des tiers.

Pour finir l'analyse des temps de coupures des incidents BT, la décomposition par siège et par année est présentée ci-après :

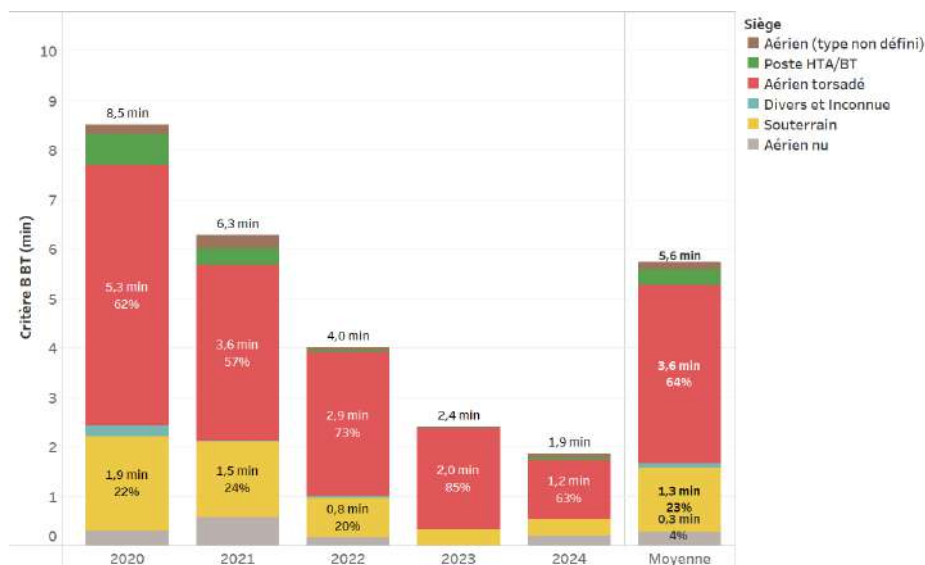


Figure 19 : Evolution du critère B BT réparti par siège d'incident

En 2024, le temps de coupure du aux incidents BT se décompose en 1,6 minute intervenue sur le réseau aérien, 0,2 minute sur le réseau souterrain et 0,1 minute sur les postes HTA/BT.

Autre point de satisfaction concernant l'analyse du nombre et des temps de coupure des incidents BT en comparaison des incidents HTA, la **précision des informations pour qualifier les incidents s'avère très bonne** ; peu de cause et de siège sont inconnus.

2.2.3. Indicateurs d'incidentologie

Les analyses précédentes ont permis d'évaluer le nombre d'incidents BT ainsi que leur impact sur la continuité d'alimentation. Cependant, la grande proportion de réseaux aériens sur la concession influence les résultats. Afin de limiter ce biais, le graphique ci-dessous présente le taux d'incidents BT HIX pour 100 km de réseaux selon la technologie des ouvrages :



Figure 20 : Evolution du taux d'incidents BT HIX pour 100 km de réseau selon la technologie des canalisations

Après un sursaut observé en 2020, le taux d'incidents sur les ouvrages BT est en constante amélioration et atteint 1,9 incidents pour 100 km de réseaux BT, toutes technologies confondues. Cette analyse de l'incidentologie rapporté au kilomètre par réseau rejoint les analyses précédentes concernant les incidents BT, à savoir que leur nombre et leur fréquence diminue durablement depuis plusieurs années.

Dans le détail, le réseau BT aérien passe de 2,4 incidents/100 km en 2023 à 1,4 en 2024 et le réseau BT souterrain reste stable par rapport à l'exercice précédent avec 0,4 incident/100 km. A titre de comparaison, les statistiques d'AEC, calculées sur une quarantaine d'AODE, place la concession du Sy.MEG en deçà des moyennes calculées : 4,0 incidents/100 km pour les réseaux BT aériens et 3,5 incidents/100 km sur les réseaux BT torsadés.

Le réseau BT aérien nu, non représenté sur le graphique supra, affiche le taux le plus élevé avec 15 incidents/100 km. Ce résultat est constant par rapport à l'exercice 2022 puisque les données transmises pour l'année 2023 ne présentaient aucun incident sur ce type de réseau. Pour cette dernière catégorie, rappelons que le linéaire de réseau BT aérien nu est très faible sur la concession (34 km), d'où la forte volatilité de l'incidentologie. Malgré ce taux relativement élevé, la concession affiche un meilleur résultat que la moyenne calculée par AEC qui s'élève à 26,2 incidents/100 km de réseau BT aérien nu.

Synthèse et conclusion

L'analyse menée pour le Sy.MEG sur l'exercice 2024 met en regard les caractéristiques du patrimoine concédé à EDF SEI et l'incidentologie observée sur les réseaux HTA et BT, sur la base des données transmises par le concessionnaire dans le cadre du contrôle de la concession.

➤ Un patrimoine globalement récent, structuré par une forte part d'ouvrages enfouis

Le réseau HTA de la concession, composé à 77% de réseau souterrain, se distingue par un taux d'enfouissement élevé au regard des caractéristiques du territoire et de la densité d'usagers. Cette configuration constitue un atout structurel en matière de résilience et de continuité de fourniture. L'âge moyen relativement faible du réseau HTA (24,7 ans) confirme par ailleurs une politique d'investissement soutenue sur le long terme.

La présence résiduelle de câbles à isolation papier imprégné (CPI), bien que progressivement en diminution, demeure néanmoins un point de vigilance identifié de longue date sur la concession. En 2024, 141 km de réseaux HTA à isolation papier imprégné sont exploités par le concessionnaire. Le programme pluriannuel d'investissements 2024-2028 prévoit le renouvellement de 32 km de réseaux HTA incidentogènes traduisant ainsi une orientation cohérente avec les enjeux de fiabilité du réseau.

Le réseau BT, quant à lui, reste majoritairement aérien avec seulement 31% de canalisations souterraines. Avec ce résultat, la concession présente une part d'enfouissement plus limitée que celle observée sur des concessions de densité comparable (taux d'enfouissement moyen de 50%). Toutefois, le réseau aérien ne comporte que 34 km de fils nus et l'ensemble des réseaux de faible section ont disparu, ce qui constitue des éléments favorables à la résilience des réseaux, notamment face aux aléas climatiques. L'âge moyen du réseau BT, bien que progressivement en augmentation, demeure contenu grâce aux opérations de renouvellement réalisées et s'établit à 26,3 ans en 2024.

➤ Une incidentologie HTA marquée par des enjeux de connaissance et de ciblage

L'exercice 2024 confirme une incidentologie significative des réseaux HTA avec 360 incidents recensés par le concessionnaire en 2024. Ces coupures pour incidents HTA sont la principale cause de dégradation de la continuité de fourniture pour les usagers puisqu'elles représentent 77% du critère B HIX total. Les analyses mettent en évidence le poids des incidents localisés sur les réseaux souterrains qui représentent 52% du volume d'incidents HTA HIX et 51% du temps de coupure moyen par usager. Les incidents HTA HIX des réseaux aériens sont principalement localisés sur les accessoires avec 7% du nombre total d'incidents et 9% du critère B incidents HTA HIX en 2024. La continuité de fourniture est également impactée par certains départs, pourtant peu incidentogènes, tel que le départ RICHP (GARDEC0202), qui comptabilise seulement 11 incidents HTA HIX sur la période 2020-2024 tout en affichant 306 085 Niti moyen par incident.

Toutefois, la forte proportion d'incidents dont la cause demeure non renseignée limite la portée des analyses et la capacité à hiérarchiser finement les leviers d'action. Malgré les démarches engagées par le concessionnaire pour améliorer la qualité de la collecte des données, cet enjeu reste central. Une fiabilisation accrue des informations relatives aux causes, aux sièges et à la localisation des incidents apparaît comme un préalable indispensable pour affiner les diagnostics et orienter les investissements de manière ciblée.

➤ Des performances BT en amélioration durable

À l'inverse, l'analyse des incidents BT met en évidence une amélioration nette et continue de la situation sur les dernières années. L'exercice 2024 se caractérise par un nombre d'incidents et des temps de coupure historiquement bas : 83 incidents et 1,9 minute de critère B incidents BT HIX alors que ces indicateurs s'élevaient respectivement à

389 incidents et 8,6 minutes en 2020. Ces résultats traduisent une dynamique favorable tant en matière de maintenance que d'exploitation du réseau BT.

La bonne qualité des données relatives aux incidents BT permet par ailleurs des analyses robustes, confirmant la concentration des incidents sur les réseaux aériens torsadés (67% des incidents BT en 2024), tout en soulignant la baisse marquée des incidents affectant les réseaux souterrains (-75 incidents par rapport à 2020). Ces résultats constituent un point de satisfaction pour la concession et témoignent de l'efficacité des actions engagées.

➤ Un épisode exceptionnel de black-out aux impacts majeurs, hors périmètre concédé

Le vendredi 25 octobre 2024, la Guadeloupe a connu un blackout électrique total après l'arrêt volontaire de moteurs de la centrale EDF-PEI de Jarry dans un contexte de conflit social. La coupure a touché environ 230 000 usagers, soit quasiment tout l'archipel, pendant 24 à 48 heures, avec un rétablissement progressif jusqu'au dimanche 27 octobre. L'événement a fortement perturbé les services essentiels (eau, télécoms, hôpitaux), conduisant les autorités à instaurer un couvre-feu temporaire.

Cet épisode, relevant principalement du périmètre de la production et du système électrique global, n'entre pas dans le champ du contrôle de la concession de distribution et n'est, à ce titre, pas intégré aux indicateurs d'incidentologie présentés dans le cadre du présent rapport. Il conduit néanmoins à une sous-estimation de l'impact réel des coupures subies par les usagers en 2024, lorsque l'on se limite aux seuls événements pris en compte dans le périmètre concédé.

Sans préjuger des responsabilités ni des enseignements relevant d'autres cadres d'analyse, cet événement rappelle la forte dépendance du territoire à la robustesse de l'ensemble de la chaîne électrique et l'intérêt, pour l'AODE, de disposer d'une vision consolidée des événements majeurs affectant la continuité d'alimentation, y compris lorsqu'ils dépassent strictement le périmètre de la concession.

➤ Perspectives et points d'attention

Sur le réseau HTA, l'amélioration de la connaissance fine des incidents apparaît comme un **enjeu prioritaire**, conditionnant la capacité de l'AODE et du concessionnaire à définir des stratégies d'investissement ciblées. Le concessionnaire a indiqué avoir engagé des mesures de fiabilisation de la collecte des données d'incidents HTA. L'exercice 2025 sera l'occasion d'évaluer la pertinence de ces actions selon la part d'incidents renseignés avec une cause inconnue.

L'analyse des incidents est nécessaire pour identifier les leviers d'amélioration de la continuité de fourniture aux usagers. La localisation des incidents permet notamment une identification précise des ouvrages ou zones sensibles sur le territoire de la concession. Malgré les demandes effectuées, le concessionnaire ne fournit pas les coordonnées GPS des incidents HTA survenus sur le réseau. Sollicité en question complémentaire à ce propos, EDF SEI n'a pas souhaité donner suite à cette requête en indiquant que « *les coordonnées GPS ne sont pas disponibles* ». Ces données sont disponibles pour d'autres AODE accompagnées par AEC. Le Sy.MEG est vivement invité à montrer son intérêt pour l'obtention de ces données qui sont une ressource précieuse à l'amélioration de la distribution d'électricité sur les communes guadeloupéennes.

Les indicateurs de continuité sur les réseaux HTA, tel que le taux d'incident, révèlent des tendances opposées selon le périmètre observé. Les taux d'incidents HTA HIX semblent s'améliorer pour les réseaux souterrains et aériens. Cependant, le taux global affiche une augmentation pour l'année 2024 traduisant ainsi une dégradation de la localisation des incidents avec davantage de coupures non localisées. Ces résultats traduisent une fois encore l'importance de la fiabilisation des données collectées et transmises pour la pertinence des analyses et des décisions pour le réseau.

La continuité d'alimentation est également observée selon le nombre de coupures longues (CL), brèves (CB) et très brèves (CTB). Ce dernier indicateur n'a pas été communiqué à l'AODE pour l'exercice 2024 et EDF SEI, sollicité en

question complémentaire à ce propos, a indiqué que « *ces données sont des données d'exploitation internes [...]* ». Le Sy.MEG est invité à insister auprès du concessionnaire pour l'obtention de ces données lors des prochains exercices. Les CTB sont un indicateur complémentaire utile à l'identification des départs HTA vulnérables, traduisant parfois des défauts d'élagage (« taux de rapide ») pouvant ensuite engendrer des coupures causées par la végétation.

Sur le réseau BT, la poursuite des efforts engagés, notamment en matière de renouvellement et de maîtrise de l'exploitation, devrait permettre de consolider les performances observées. Sollicité en question complémentaire quant à l'amélioration des résultats sur le temps moyen de coupures pour travaux BT, le concessionnaire n'a pas évoqué les causes de cette amélioration tout en indiquant une « *grande amélioration de la qualité de saisie des coupures BT* » grâce à une « *action de saisie des coupures dans IFR* ». Les données collectées et transmises pour l'exercice 2024 présentent d'ores et déjà un taux de fiabilité correct : aucun incident renseigné avec une cause ou un siège d'interruption « inconnu ».

Dans un contexte insulaire exposé à des aléas climatiques et à des contraintes structurelles spécifiques, ces éléments constituent des repères utiles pour alimenter le dialogue entre le Sy.MEG et le concessionnaire, et accompagner la définition des priorités futures en matière de qualité et de continuité de la distribution d'électricité.



Syndicat Mixte d'électricité de la Guadeloupe – Sy.MEG

Analyse de la cohérence des états d'inventaire Exercice 2024

Janvier 2026 — Version 1

www.aeconseil.fr

18, rue de la Pépinière – 75008 PARIS
+33(0)1 44 70 78 10
contact@aecenergie.fr

Table des matières

INTRODUCTION	3
1. ANALYSE DE LA COHERENCE GLOBALE DES BASES TECHNIQUE ET COMPTABLE.....	4
1.1 RAPPEL SUR LE CONTEXTE DES ECARTS D'INVENTAIRE	4
1.2 PRESENTATION DE LA METHODOLOGIE UTILISEE	5
2. ANALYSE DE LA COHERENCE GLOBALE DES ETATS D'INVENTAIRE	7
2.1 COHERENCE DES BASES CONCERNANT LES RESEAUX HTA	7
2.1.1. Cohérence globale des bases par typologie de réseau HTA	7
2.1.2. Cohérence des bases à la maille communale des réseaux HTA.....	10
2.1.3. Cohérence des bases par millésime sur les réseaux HTA.....	12
2.1.4. Cohérence de la base technique entre les millésimes de pose des réseaux HTA et les technologies utilisées	16
2.1.5. Conclusion sur la cohérence des bases sur le réseau HTA	17
2.2 COHERENCE DES BASES CONCERNANT LES RESEAUX BT	18
2.2.1. Cohérence globale des bases par typologie de réseau BT	18
2.2.2. Cohérence des bases à la maille communale des réseaux BT.....	20
2.2.3. Cohérence des bases par millésime sur les réseaux BT.....	22
2.2.4. Cohérence de la base technique entre les millésimes de pose des réseaux BT et les technologies utilisées	28
2.2.5. Conclusion sur la cohérence des bases sur le réseau BT	28
2.3 COHERENCE DES BASES CONCERNANT LES TRANSFORMATEURS HTA/BT	29
3. ANALYSE DE DOSSIERS : FIABILITE DES INVENTAIRES TECHNIQUE ET COMPTABLE GERES PAR LE CONCESSIONNAIRE.....	31
3.1 PRESENTATION DES DOSSIERS ET CHAMPS D'OBSERVATION	31
3.2 ANALYSE DES INFORMATIONS ENREGISTREES DANS LES INVENTAIRES DU CONCESSIONNAIRE.....	32
4. SYNTHESE ET CONCLUSION.....	35

Introduction

La cohérence entre les bases technique et comptable d'un gestionnaire de réseaux de distribution est essentielle pour la définition d'une juste politique industrielle d'investissement, et pour la garantie d'un suivi fiable dans le temps des actifs, de leur valorisation et des origines de financement.

Le Syndicat Mixte d'électricité de la Guadeloupe (Sy.MEG) tient à suivre la cohérence globale entre les bases technique et comptable, notamment pour les réseaux HTA, BT et les transformateurs HTA/BT (depuis l'exercice 2016, année de leur individualisation dans les bases du concessionnaire) sur la concession de la Guadeloupe au titre de l'exercice 2025.

En outre, des incohérences constatées lors des contrôles précédents (pratiquement chaque exercice depuis 2009) ont été signalées au concessionnaire EDF SEI.

Il s'agira ainsi d'observer et d'analyser les évolutions des cohérences entre les bases technique et comptable depuis ces contrôles.

A noter que, pour mémoire, EDF SEI a procédé, comme ENEDIS en métropole, à une réconciliation globale des bases technique et comptable à fin 2002.

Dans un premier temps, Il s'agit de réaliser l'analyse des trois points suivants :

- la cohérence globale des états d'inventaire par type de technologie d'ouvrage ;
- la cohérence globale des états d'inventaire par type d'ouvrage et par commune quelque soit les années de mises en service ;
- la cohérence des bases par millésime de mise en service à la maille de la concession.

Ensuite, cette analyse sera complétée par le contrôle d'un échantillon de chantiers réalisés par le EDF SEI et par le Sy.MEG au cours de l'exercice 2025 afin de vérifier la qualité des procédures mises en place sur le flux en étudiant notamment :

- le bon enregistrement dans la base technique (SIG) des données issues des documents de l'opération de travaux (plans de récolement notamment) ;
- leur correcte immobilisation dans la base comptable ;
- la cohérence entre les quantités immobilisées dans ces 2 bases.

A partir de cet échantillon, la fiabilité de l'intégration des caractéristiques techniques des ouvrages dans les systèmes informatiques de gestion du concessionnaire par rapport à la réalité a été analysée.

1. Analyse de la cohérence globale des bases technique et comptable

Pour mémoire, fin 2002, le concessionnaire a mené une action de réconciliation entre ses bases technique et comptable. Cependant des nombreuses incohérences subsistent. Le but de cette analyse est de mettre en exergue les écarts d'inventaire globaux entre ces deux bases, d'une part quelque soit les dates de mises en service des ouvrages et d'autre part, d'analyser leurs évolutions depuis les derniers contrôles réalisés.

1.1 Rappel sur le contexte des écarts d'inventaire

Le concessionnaire est chargé de tenir l'inventaire comptable de la concession, nécessaire au calcul de la dotation aux amortissements, des provisions pour renouvellement et des dettes et créances réciproques. Cet inventaire se limite à des données comptables. Il ne permet pas de comprendre l'architecture du réseau, ne mentionne pas les sections des câbles ni les puissances transitées. Pour les besoins de l'exploitation, le concessionnaire dispose de base de données technique.

La moindre erreur entraîne des divergences entre les deux bases. En conséquence, très souvent, les linéaires indiqués dans l'une et l'autre des bases diffèrent. En 2002, comme ENEDIS en métropole, EDF SEI a mené un projet de fiabilisation des inventaires, de sorte que, au 31 décembre 2002, les linéaires technique et comptable soient supposés conformes aux objectifs, à savoir que pour chaque type de réseau, l'écart relatif entre les deux bases était inférieur à 3% au niveau du centre, et à 10% au niveau de chaque commune.

Depuis, l'enjeu est de maintenir la cohérence entre les deux inventaires... mais également avec le terrain. Certains écarts entre les bases de données comptable et technique peuvent s'expliquer par la procédure d'immobilisation des ouvrages par le concessionnaire : lorsqu'un ouvrage est mis en service dans la base technique, il existe un délai généralement inférieur à trois mois pour l'enregistrement comptable des ouvrages ; c'est une des raisons de l'existence d'une marge d'appréciation du concessionnaire dans le rapprochement des inventaires.

Les décalages peuvent donc provenir :

- D'erreurs de saisie si la procédure n'est pas assez solide pour détecter les incohérences ;
- D'une mauvaise prise en compte de la dépose ;
- D'immobilisations sur de mauvaises communes, en particulier lorsqu'un tronçon HTA dessert plusieurs communes ;
- De décalages dans le temps : il est possible que des travaux terminés en fin d'année N aient été portés à l'inventaire technique mais n'aient pas été enregistrés à l'inventaire comptable avant le 31 décembre N mais le seront en courant d'année N+1.

La base technique (SIG) est en général plus fiable que la base comptable, car les exploitants, qui l'utilisent au quotidien, y effectuent des corrections dès lors qu'ils rencontrent une divergence avec le terrain : étant plus « souple » à mettre à jour, elle sert ainsi le plus souvent de référence.

1.2 Présentation de la méthodologie utilisée

L'analyse des écarts d'inventaires n'est réalisable que pour les ouvrages pour lesquels le concessionnaire tient des inventaires détaillés. Ainsi, cette comparaison d'inventaire n'est possible que pour les réseaux HTA, les réseaux BT et, depuis 2016, année de leur individualisation dans les bases du concessionnaire, partiellement possible sur les transformateurs HTA/BT : en revanche, les transformateurs HTA/BT ne sont toujours pas localisés par commune dans l'inventaire comptable à fin 2023, contrairement à la pratique d'Enedis en métropole : aux dires d'EDF, sans communiquer de calendrier précis, cela pourrait être toutefois amené à évoluer à l'avenir.

Aucune analyse de cohérence n'est toutefois réalisable sur les autres ouvrages en concession, tels que les branchements individuels (hors colonnes montantes) et les comptages (hors compteurs numériques) (ouvrages « non localisés »).

Enfin, bien que les branchements collectifs (colonnes montantes) aient été comptablement localisés par EDF SEI à fin 2022 et que les compteurs numériques l'ont été au rythme de leur déploiement, il n'a pas été possible d'établir un rapprochement de ces deux types d'ouvrages entre la base comptable avec la base technique, faute de transmission des détails nécessaires concernant cette dernière.

S'agissant des branchements individuels il est regrettable qu'EDF SEI ne prévoie pas de localisation des branchements dans la base comptable à court terme.

A ce constat, EDF SEI a répondu, suite à l'audit sur site, que « Sur la concession du Sy.MEG, 75% de valeur des actifs est déjà localisée et détaillée.

Dans le cadre de la mise en œuvre de la loi ELAN, EDF SEI a réalisé des travaux de dénombrement, localisation et description des colonnes montantes qui ont abouti fin 2022 à l'intégration dans les bases patrimoniales de celles qui ne faisaient pas partie auparavant du réseau public de distribution d'électricité.

En complément, en s'appuyant sur les travaux décrits précédemment, les colonnes montantes déjà en concession ont été individualisées et localisées dans les bases patrimoniales. Dorénavant, toute nouvelle colonne montante est décrite individuellement dans une base technique dédiée. Elle est valorisée de manière individuelle dans les bases patrimoniales à sa mise en service.

Par ailleurs, dans le cadre du déploiement des compteurs numériques, tout nouveau compteur numérique posé est valorisé de manière individuelle et localisé dans les bases patrimoniales.

Concernant les autres ouvrages actuellement traités en masse financière dans la base patrimoniale, EDF SEI mène actuellement des travaux préliminaires afin de réaliser un pré-diagnostic, identifier les méthodes d'individualisation et de localisation adaptées au contexte des ZNI et définir un calendrier.

En termes de méthodologie, les écarts d'inventaires sont calculés pour les réseaux en prenant en compte la valeur absolue des écarts d'inventaires par type d'ouvrage.

Cette méthode permet d'éviter les compensations d'écarts par type d'ouvrage.

Exemple :

	Longueur comptable (m)	Longueur technique (m)	Ecart relatif		Ecart absolu	
			En m	En %	En m	En %
Type d'ouvrage A	100	200	100	67%	100	67%
Type d'ouvrage B	200	100	-100	-67%	100	67%
Total	300	300	0	0%	200	133%

Si seuls les écarts relatifs étaient pris en compte, les inventaires pourraient apparaître globalement cohérents, parce que l'écart d'inventaires positif du type d'ouvrage A compense l'écart d'inventaires négatif du type d'ouvrage B.

L'écart absolu prend en compte la somme des écarts qu'il soit positif ou négatif, aucune compensation n'est donc réalisée. L'écart absolu est plus représentatif de la réalité de la cohérence des inventaires que l'écart relatif. Lorsqu'une seule base recense des quantités d'ouvrage, le taux d'écart absolu est alors égal à 200%, taux maximal.

Cette méthode ne permet cependant pas d'avoir une image totalement fidèle de la cohérence des inventaires. En effet, des compensations se réalisent chantier par chantier au niveau infra-communal. Avec les informations communiquées par le délégataire, il est impossible, à l'heure actuelle, de descendre à ce niveau de précision.

2. Analyse de la cohérence globale des états d'inventaire

L'analyse qui suit porte sur l'ensemble des ouvrages en concession à fin 2024 quelle que soit la date de mise en service (ouvrages localisés) ainsi que sur les transformateurs HTA/BT (hors analyse des écarts par commune compte-tenu du fait que l'inventaire comptable des transformateurs HTA/BT ne localise pas à la maille communale cette typologie d'ouvrage).

2.1 Cohérence des bases concernant les réseaux HTA

2.1.1. Cohérence globale des bases par typologie de réseau HTA

Les principales valeurs transmises, relatives aux réseaux HTA sont résumées dans les tableaux suivants, présentant la situation à fin 2024 et les évolutions depuis 2020 :

Evolution des cohérences d'inventaire relatives HTAS						Evolution des cohérences d'inventaire relatives HTAT						Evolution des cohérences d'inventaire relatives HTAA					
	2020	2021	2022	2023	2024		2020	2021	2022	2023	2024		2020	2021	2022	2023	2024
Quantité technique HTA souterrain	1 736 km	1 703 km	1 722 km	1 765 km	1 829 km	Quantité technique HTA torsadé	5 km	5 km	5 km	5 km	5 km	Quantité technique HTA aérien nu	535 km	533 km	533 km	527 km	526 km
Quantité comptable HTA souterrain	1 760 km	1 785 km	1 790 km	1 825 km	1 887 km	Quantité comptable HTA torsadé	9 km	9 km	9 km	10 km	10 km	Quantité comptable HTA aérien nu	609 km	609 km	608 km	607 km	611 km
HTAS Ecart relatif	24 km	82 km	68 km	61 km	58 km	HTAT Ecart relatif	4 km	4 km	4 km	5 km	5 km	HTAA Ecart relatif	74 km	76 km	75 km	80 km	84 km
HTAS comparaison relative	+1,4%	+4,8%	+4,0%	+3,4%	+3,2%	HTAT comparaison relative	+96,3%	+96,4%	+91,3%	+105,8%	+95,7%	HTAA comparaison relative	+13,9%	+14,3%	+14,0%	+15,1%	+16,0%

Les analyses qui suivent permettront donc de localiser, par typologie d'ouvrages, dans le temps (millésime) et géographiquement (commune) l'origine de la divergence entre les quantités comptable et technique du réseau HTA, soit pour rappel à fin 2024 (cf. *supra*) :

- S'agissant du **réseau HTA souterrain (HTAS)**, il ressort qu'à fin 2024 la base comptable est surestimée de 58 km, soit 3,2 % d'écart, dans le sens d'une sur-représentativité comptable. Ce niveau d'écart **constitue une dégradation très significative par rapport au contrôle précédent portant sur l'exercice 2023**, où l'écart n'était que de 14 km (0,7 %), traduisant alors une amélioration notable.

Cette évolution est d'autant plus préoccupante qu'elle concerne un millésime récent, censé bénéficier pleinement des dispositifs de fiabilisation des flux présentés par EDF SEI lors des audits précédents.

Interrogé sur ce point, EDF SEI indique que les écarts observés sont principalement liés à des décalages de délais de traitement entre la base technique et la base comptable, notamment lors des mises en service à cheval sur deux exercices.

Par ailleurs, EDF SEI précise que « aucune action n'est engagée à la maille de SEI, la convergence et la fiabilisation des bases étant en cours d'instruction à la maille de la DR Guadeloupe ». Si ces éléments peuvent expliquer des écarts ponctuels et transitoires, ils apparaissent insuffisants au regard de l'ampleur et de la récurrence des écarts constatés, et ce pour plusieurs raisons :

- le volume d'écart observé sur le seul millésime 2024 (58 km) excède largement ce qui peut raisonnablement être imputé à de simples décalages de synchronisation ;
- des explications strictement identiques avaient déjà été avancées lors des contrôles précédents, notamment à l'issue du contrôle 2023, assorties de l'annonce de mesures correctives censées sécuriser durablement la mise à jour conjointe des bases ;
- force est de constater qu'aucune amélioration structurelle durable n'est observable dans les données, les écarts réapparaissant, voire s'aggravant, sur les exercices les plus récents.

- S'agissant du réseau HTA aérien (HTAA) Base technique sous-estimée de 84 km, soit 16,0% d'écart dans le sens d'une sur-représentativité comptable (80 km lors du précédent contrôle similaire portant sur 2023, soit 14,0% d'écart), soit une légère dégradation par rapport au contrôle précédent.

Là encore, EDF SEI n'apporte pas d'élément d'explication spécifique, se limitant à rappeler que les actions de convergence et de fiabilisation sont en cours d'instruction à la maille de la DR Guadeloupe.

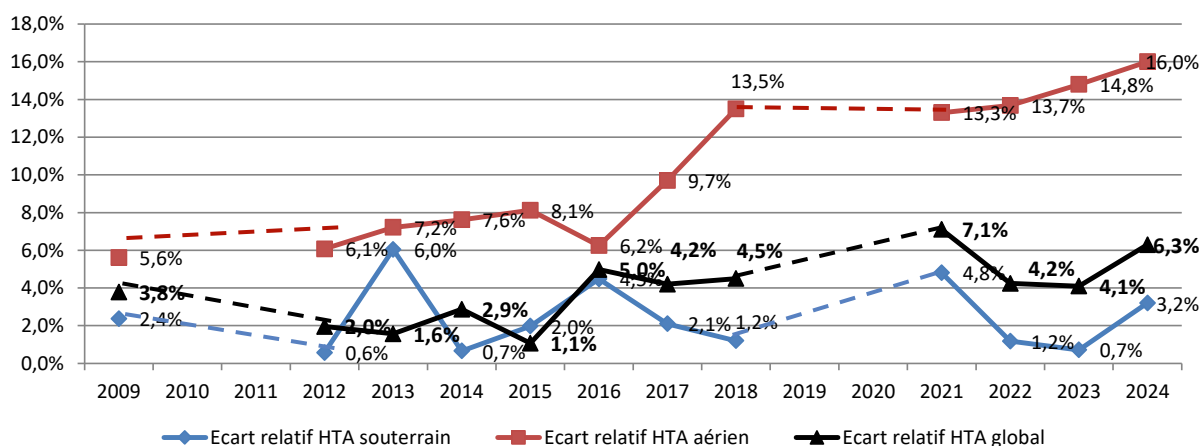
Cette réponse, identique à celles formulées lors des exercices antérieurs, ne permet pas de comprendre pourquoi les écarts persistent, ni d'identifier les actions concrètes mises en œuvre pour y remédier.

- Le réseau HTA torsadé (HTAT) est trop faible pour en tirer des conclusions.

Ainsi, la référence récurrente à des travaux « en cours d'instruction » à un niveau organisationnel supérieur, sans déclinaison opérationnelle ni calendrier précis, donne le sentiment que les mêmes constats et les mêmes réponses se succèdent d'un contrôle à l'autre, sans que cela ne se traduise concrètement par une résorption effective et pérenne des écarts d'inventaire.

Tous types de réseaux confondus, à fin 2024, l'écart relatif reste non négligeable et atteint 6,3% (4,1% lors du précédent contrôle similaire portant sur 2021), **soit une dégradation de 2,2 points par rapport à fin 2023.**

Evolution de l'écart relatif des réseaux HTA depuis 2009



Cette dégradation remet en cause l'amélioration observée lors du contrôle précédent et traduit une reprise des incohérences sur les exercices récents, alors même que les flux de mise en service sont censés être fiabilisés. La dégradation observée concerne l'ensemble des typologies de réseau HTA et confirme que les processus de fiabilisation des bases annoncés par EDF SEI ne produisent pas d'effets durables dans le temps.

En outre, le niveau d'incohérence constaté à fin 2024 demeure significativement supérieur à ce qui est observé par ailleurs sur des concessions comparables, où les écarts relatifs sont inférieurs à 2 % en moyenne (panel AEC).

Cet écart de performance souligne le caractère structurel et non résorbé des anomalies affectant la cohérence des bases sur la concession du Sy.MEG.

Ainsi, loin de confirmer une trajectoire de fiabilisation progressive, l'exercice 2024 met en évidence une fragilité persistante de la cohérence patrimoniale du réseau HTA, tant sur les stocks que sur les flux, et appelle la mise en œuvre de mesures correctives concrètes, coordonnées et suivies dans le temps.

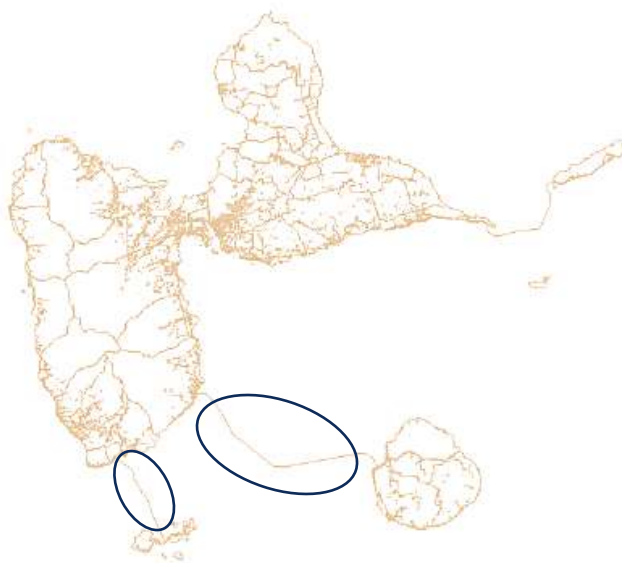
Pour mémoire, la dégradation de la cohérence des bases relevées en 2021 était justifiée par EDF SEI par une correction opérée sur la base technique au cours de l'exercice 2021 sur le réseau HTA souterrain. En effet, 47 km de réseau HTA souterrain présent dans la base technique avant 2021 était en réalité du réseau sous-marin reliant la Guadeloupe aux îles du sud (alors que ces câbles n'étaient pas présents en comptabilité).

Or, les câbles HTA sous-marin reliant la Guadeloupe aux îles du sud ne sont pas dans la concession Sy.MEG de par le contrat de concession :

Extrait du cahier des concessions en cours (cf. Article 2 : Ouvrages concédés)

Ne font pas partie des ouvrages concédés :

- Les postes source
- Les appareils d'éclairage public, ainsi que les lignes spéciales et les supports d'éclairage public indépendants du réseau de distribution publique ;
- Les installations d'interconnexions inter îles.

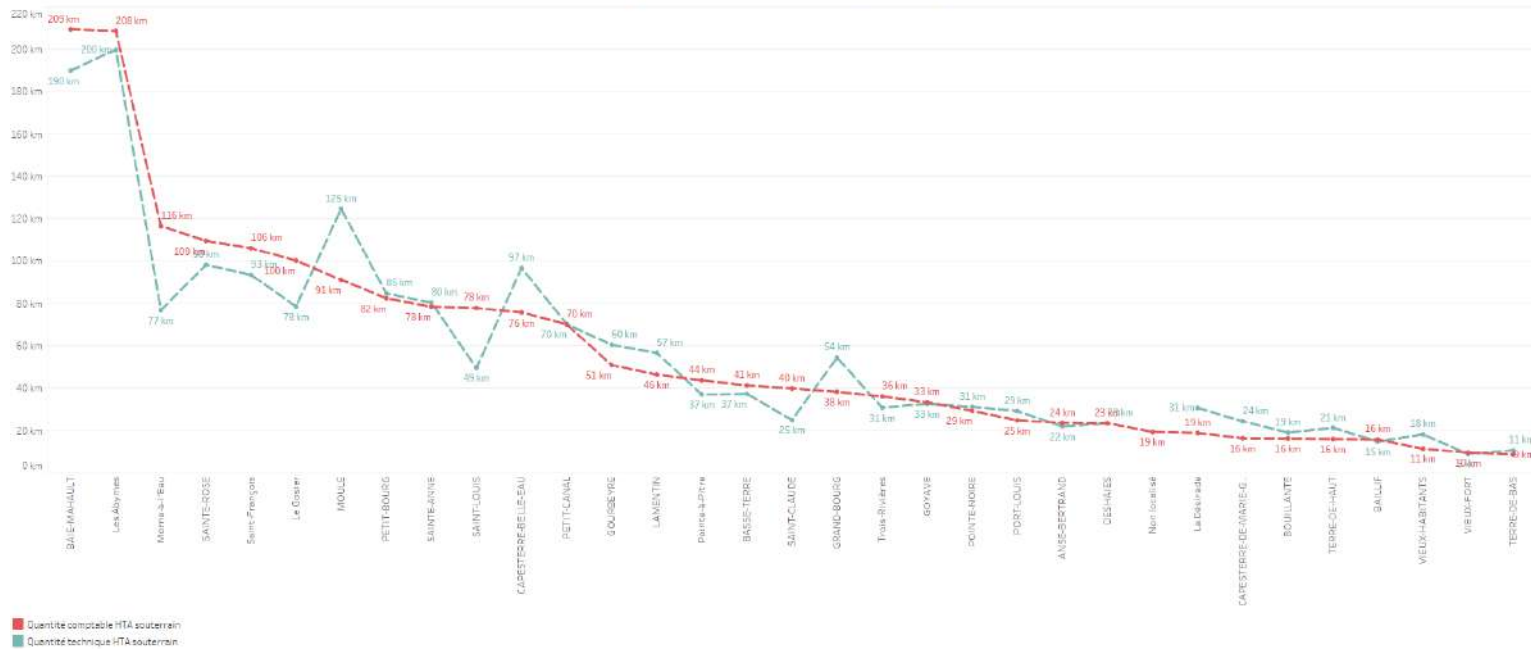


Enedis est donc venu, dans le courant de l'exercice 2021, retirer ces 47 km de réseau HTA souterrain de la base technique : Enedis est ainsi venu dégrader la cohérence des bases technique et comptable, sur le réseau HTA souterrain, qui était déjà dans le sens d'une moindre représentativité de la base technique par rapport à la base comptable.

2.1.2. Cohérence des bases à la maille communale des réseaux HTA

Les graphiques suivants indiquent les écarts entre les bases technique et comptable par commune :

Cohérence par millésime réseaux HTA souterrains par commune à fin 2024



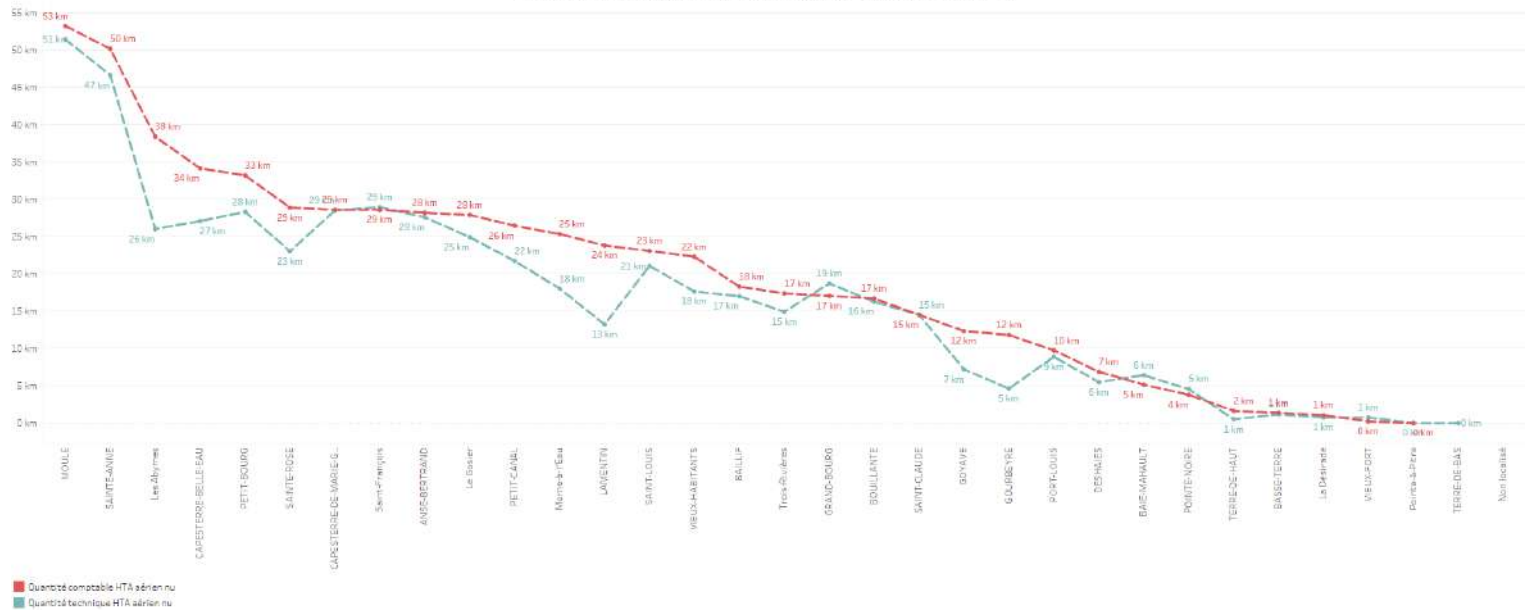
A noter que les écarts absolus les plus importants sur le réseau HTA (>15 km) souterrain concernent les communes de Morne à l'eau (38 km), Capesterre-Belle-Eau (21 km), Le Moule (34 km), Baie-Mahault (18 km), Grand-Bourg (16 km) et Saint-Louis (18 km).

À noter que 19 km de réseau HTA souterrain apparaissent toujours dans l'inventaire comptable à fin 2024, sans correspondance à la maille communale dans la base technique, ces linéaires étant rattachés à une commune barycentrique (B0761).

Ce constat avait déjà été formulé lors du contrôle portant sur l'exercice 2023. À cette occasion, EDF SEI avait confirmé l'existence de cet écart, en indiquant que les causes avaient été identifiées, qu'un rattrapage était en cours et que des mesures avaient été mises en place afin de sécuriser la mise à jour conjointe des bases comptables et techniques.

Dans le cadre du présent contrôle portant sur l'exercice 2024, EDF SEI a été de nouveau interrogé sur la persistance de cette anomalie. En réponse, le concessionnaire indique *qu'aucune action spécifique n'a été engagée à la maille de la SEI, précisant que les travaux de convergence et de fiabilisation des bases sont « en cours d'instruction à la maille de la DR Guadeloupe ».*

Après plusieurs audits successifs menés par le Sy.MEG, force est de constater que les constats formulés, les réponses apportées par EDF SEI et l'absence de correction effective demeurent inchangés, ce qui interroge sur l'effectivité réelle des démarches de fiabilisation présentées lors des différents audits. En l'état, cette anomalie persistante traduit une insuffisante prise en compte opérationnelle des écarts identifiés, et constitue un point de vigilance majeur au regard de l'objectif de fiabilisation durable des inventaires de la concession.



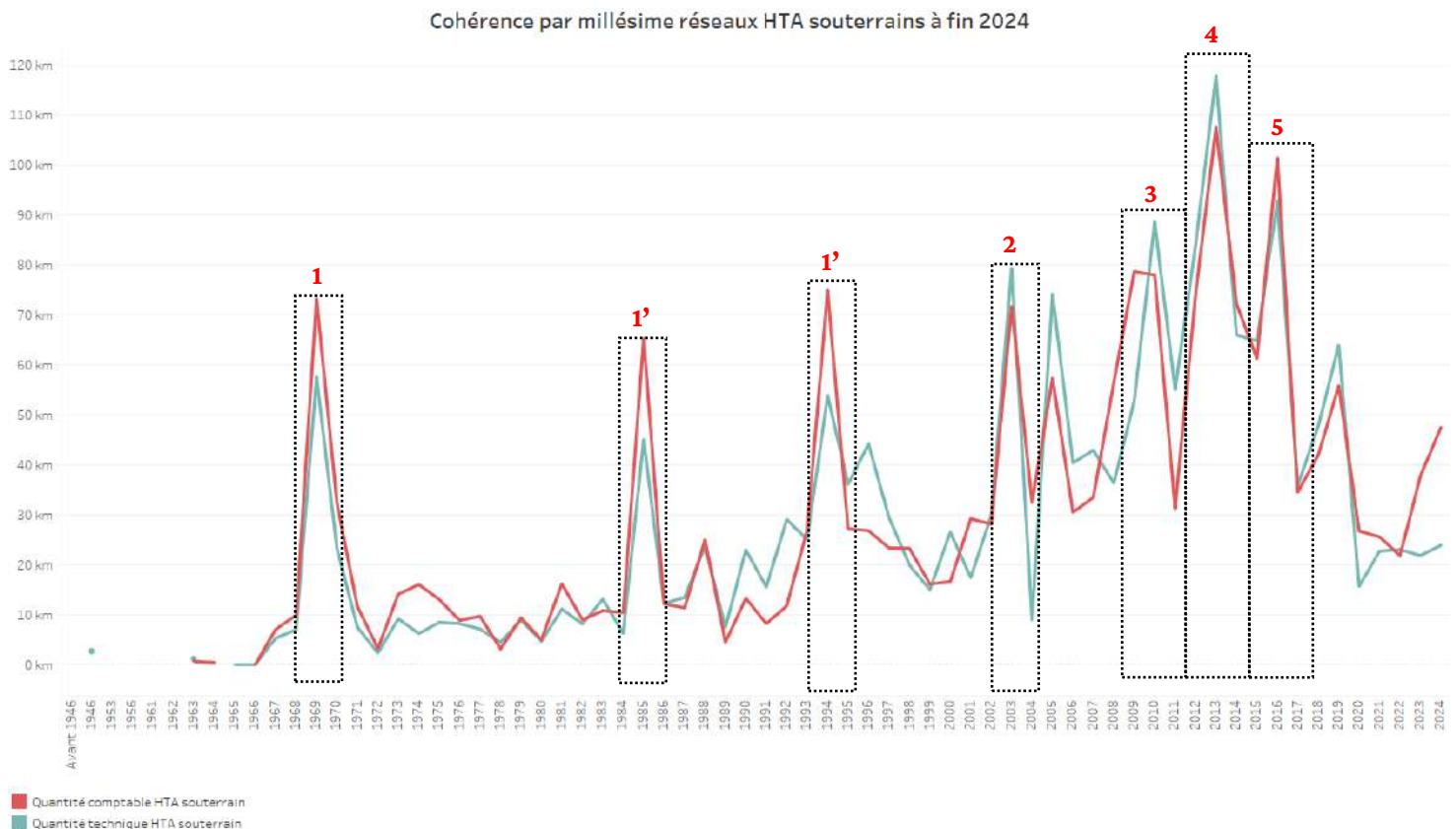
A noter que, comme ce qui avait été constaté précédemment, les écarts absolus les plus importants sur le réseau HTA aérien (>10 km) concernent la commune du Lamentin (11 km) et des Abymes (11 km).

2.1.3. Cohérence des bases par millésime sur les réseaux HTA

Les graphiques présentés *infra* décrivent les quantités technique et comptable de linéaires HTA (souterrain et aérien) mis en service par millésime.

2.1.3.1 Cohérence par millésime du réseau HTA souterrain

Le graphique suivant illustre la cohérence entre les bases technique et comptable par millésime du réseau HTA souterrain :



Le graphique supra fait clairement ressortir que (constats globalement identiques à ceux formulés lors des contrôles précédents) :

- Globalement, jusqu'au millésime 2005, les écarts entre bases technique et comptable restent relativement contenus. A noter toutefois :
Une quasi-absence de linéaire HTA souterrain immobilisé avant le début des années 1970, ce qui peut paraître incohérent avec la réalité du terrain. En outre, on relève 3 « pics » d'immobilisation (**1, 1' et 1''**), aussi bien du point de vue technique que du point de vue comptable, en 1970, 1985 et 1995., sans qu'EDF SEI n'avance un quelconque éclaircissement sur leur origine précise ;
- Qu'entre les millésimes 2005 et 2007 (**2**), il y a eu une période de sous-immobilisation comptable, correspondant vraisemblablement à un retard dans le processus d'immobilisation comptable ;
- Qu'entre les millésimes 2008 et 2009 (**3**), il y a eu une surimmobilisation comptable, correspondant vraisemblablement au rattrapage comptable de la période (**2**) ;
- Qu'entre les exercices 2010 et 2015 (**4**), il y a eu à nouveau une période de sous-immobilisation comptable ;

- Que lors de l'exercice 2024 (5), il y a eu une sur-immobilisation comptable, qui peut s'expliquer en grande partie par un retard pris lors de la mise à jour de la base technique à priori, mais qui devra être vérifié lors des exercices suivants.

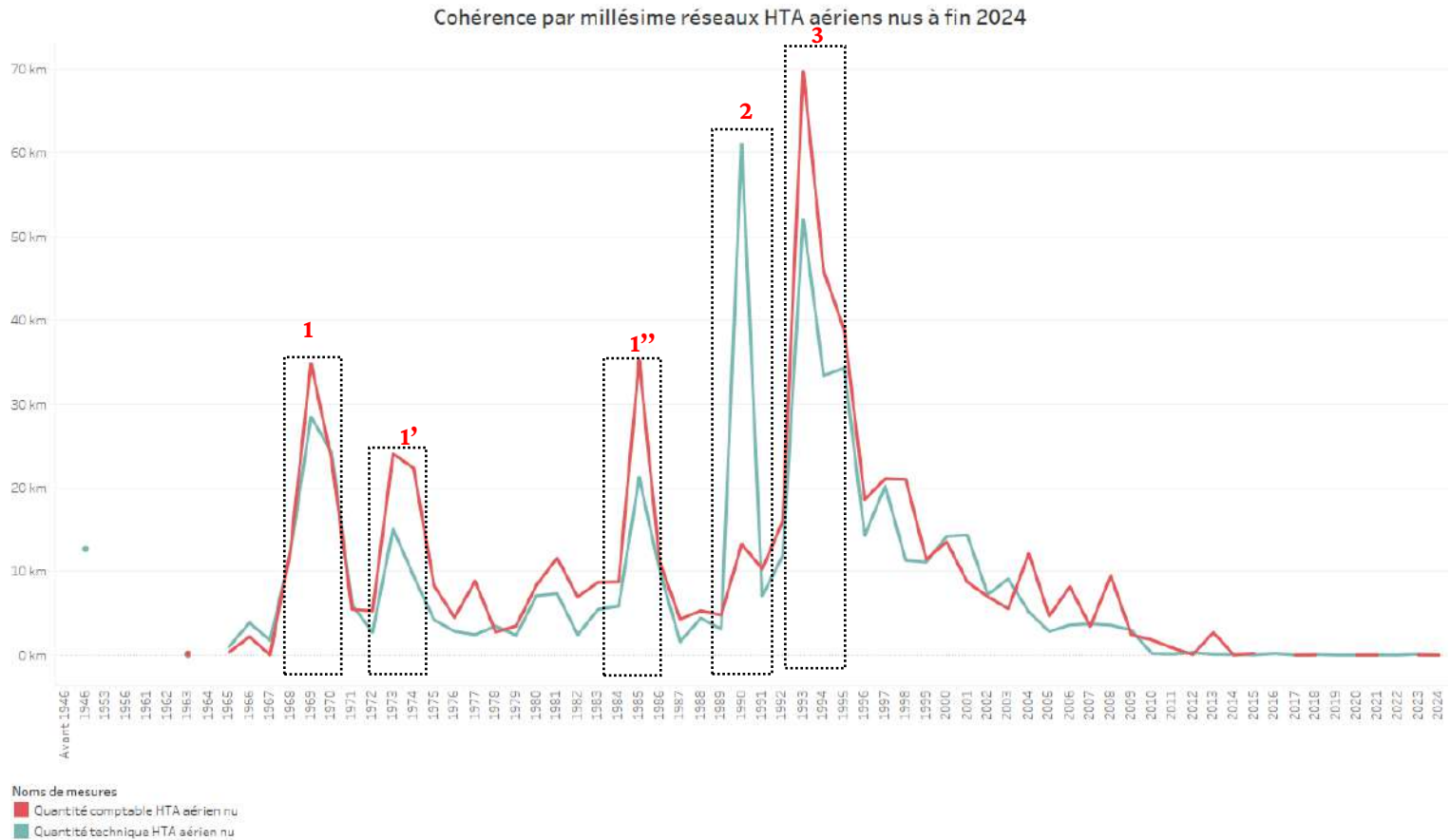
Interrogé dans le cadre des questions complémentaires faisant suite à l'audit sur site 2024, EDF SEI a indiqué que les écarts constatés résultaient principalement de décalages de délais de traitement entre la base technique et la base comptable, tout en précisant qu'aucune action n'était engagée à la maille de la SEI, la convergence et la fiabilisation des bases étant « en cours d'instruction à la maille de la DR Guadeloupe ».

Cette réponse apparaît particulièrement insatisfaisante au regard des constats successifs opérés par le Sy.MEG. En effet :

- les mêmes explications sont avancées d'un exercice à l'autre, sans que cela ne se traduise par une correction effective des écarts observés ;
- la persistance, voire l'aggravation, des incohérences sur les millésimes récents, pourtant censés être les plus fiables, remet en cause l'efficacité réelle des dispositifs de fiabilisation des flux présentés par EDF SEI ;
- l'absence d'actions opérationnelles identifiées à l'échelle de la concession, combinée à un renvoi systématique à des travaux « en cours d'instruction » à un niveau organisationnel supérieur, ne permet pas d'anticiper une résorption effective de ces écarts à court terme.

Ainsi, contrairement aux engagements formulés lors des contrôles précédents, les anomalies identifiées sur le millésime 2023 n'ont pas été corrigées en 2024, ce qui conduit à considérer que la réponse d'EDF SEI demeure, là encore, largement déclarative et sans traduction concrète dans les données analysées.

Le graphique suivant illustre la cohérence entre les bases technique et comptable par millésime du réseau HTA aérien nu :



Le graphique *supra* fait clairement ressortir que (constats identiques à ceux formulés lors des contrôles précédents) :

- Globalement, jusqu'à la fin des années 1980, les écarts entre bases technique et comptable restent relativement contenus. A noter toutefois :
Une quasi absence de linéaire HTA aérien immobilisé avant le début des années 1970, ce qui peut paraître incohérent avec la réalité du terrain. En outre, on relève 3 « pics » d'immobilisation (**1**, **1'** et **1''**), aussi bien du point de vue technique que du point de vue comptable, en 1970, 1974 et 1985., sans qu'EDF SEI n'avance un quelconque éclaircissement sur leur origine précise ;
- Un « pic » de la base technique en 1990 (**2**), pouvant s'expliquer par une importante mise à jour cartographique cette année-là (vraisemblablement suite à l'ouragan Hugo de 1989, cf. *infra*). En outre, en partant de l'hypothèse où cette opération de « pose » dans le système cartographique (base technique) de réseaux avec un millésime daté de 1990 s'est fait concomitamment à de la dépose de millésimes techniques antérieurs, cela pourrait expliquer le fait qu'avant 1990, les linéaires comptables sont systématiquement inférieurs aux linéaires techniques (la dépose n'aurait alors eu lieu qu'en technique mais pas en comptabilité). **Ainsi, les provisions pour renouvellement qui ont potentiellement été constitués sur ces ouvrages déposés ont été reprises au résultat en 2008 dans le cadre du nouveau contrat de concession alors qu'elles auraient dû être, en toute logique comptable, réaffectées en tant que financement concédant sur les ouvrages posés et donc être intégrées aux droits du concédant ;**
- Un pic important en 1990 (**3**), correspondant à une très forte sous-immobilisation comptable (plus de 60 km de réseau HTA aérien nu immobilisés dans la base technique contre à peine plus de

10 km seulement dans la base comptable), **et cela sans qu'il n'ait été constaté de quelconque rattrapage d'immobilisations comptables au cours des années suivantes ;**

EDF SEI avait justifié que les pics d'écarts les plus significatifs correspondaient à des événements climatiques majeurs dans l'histoire de la Guadeloupe (1989 : Ouragan Hugo ; 2007 : Tempête tropicale Dean) qui ont eu pour suite des opérations massives de reconstruction en mode dégradé, cause probable de ces pics d'écart entre les bases.

Ainsi, EDF SEI aurait mis à jour ses bases techniques (SIG) mais pas ses bases comptables.

En outre, EDF SEI ne justifie en rien le fait de n'avoir pas procédé *a posteriori* à un rattrapage comptable d'immobilisation. Cela a clairement pour impact de sous-estimer la valeur comptable du patrimoine concédé, impactant notamment le solde des dettes et créances réciproques.

2.1.4. Cohérence de la base technique entre les millésimes de pose des réseaux HTA et les technologies utilisées

Sur l'inventaire technique du réseau HTA, certaines anomalies ont été relevées suite aux contrôles précédents, notamment des incohérences entre les millésimes de pose et les technologies utilisées.

Des éclaircissements avaient déjà été demandés à EDF SEI suite aux contrôles effectués précédemment, et notamment ces linéaires à isolation synthétique (8,7 km à fin 2023) présentaient une datation qui semblait erronée car a priori trop ancienne (antérieure à 1970).

Ce constat est toujours quasiment le même aujourd'hui, avec 8,1 km de réseau HTA présentant une incohérence entre les millésimes de pose et les technologies utilisées.

Linéaire HTA présentant une datation et/ou une isolation incohérente à fin 2024

Libellé INSEE	Code INSEE	Nom du Poste Source	Nom du départ HTA	Année	Métal	Section	Isolation	Longueur totale (m)
Baie-Mahault	97103	Baie-Mahault	BELCOU	1969	AL	150	S3	427
Baie-Mahault	97103	Jarry	PT.BRG	1946	AL	150	S3	131
Baie-Mahault	97103	Jarry	VERNOU	1946	AL	150	S3	593
Baie-Mahault	97103	Jarry	ZI-1	1969	AL	150	SO	136
Baie-Mahault	97103	Jarry	ZI-1	1970	AL	150	SO	295
Baie-Mahault	97103	Jarry	ZI-1	1970	AL	240	SO	265
Baillif	97104	Rivière Sens	TIVOLI	1946	AL	150	SC	50
Capesterre-Belle-Eau	97107	Capesterre	GOYAVE	1946	AL	50	SO	9
Capesterre-Belle-Eau	97107	Capesterre	GOYAVE	1969	AL	150	S3	30
Capesterre-Belle-Eau	97107	Capesterre	T/RIM	1969	AL	150	S3	137
Deshaies	97111	Sainte Rose	DESHA	1970	AL	150	S3	1 735
Gourbeyre	97109	Rivière Sens	GOURBE	1946	AL	150	S3	120
Les Abymes	97101	Besson	JOULE	1969	AL	150	S3	11
Les Abymes	97101	Petit Pérou	DOTHEM	1968	AL	150	S3	445
Les Abymes	97101	Petit Pérou	DUGAZO	1967	AL	150	S3	273
Sainte-Rose	97129	Sainte Rose	DESBON	1969	AL	150	S3	1 498
Sainte-Rose	97129	Sainte Rose	LEOTAR	1970	AL	150	S3	103
Vieux-Habitants	97134	Bouillante	VX-HAB	1946	AL	150	S3	1 617
Vieux-Habitants	97134	Bouillante	VX-HAB	1946	AL	240	SO	200

8 075

Pourtant, suite aux contrôles précédents, EDF SEI avait répondu que les corrections allaient être faites et qu'une mise à niveau généralisée allait également être engagée.

En outre, suite aux disparités qui avaient été constatées entre les deux bases, la mise en place d'un groupe de travail pour analyser et corriger les écarts sur l'ensemble des deux bases devait être programmée.

Le contrôle sur l'exercice 2024 fait encore apparaître ces linéaires, EDF SEI n'a toujours pas pris en compte les remarques remontées il y a maintenant plusieurs années de cela.

2.1.5. Conclusion sur la cohérence des bases sur le réseau HTA

La plupart des incohérences relevées lors des précédents contrôles demeurent sur les chiffres relatifs au réseau HTA à fin 2024. Pourtant, EDF SEI avait indiqué **dans le cadre des précédents contrôles** :

- S'agissant de la fiabilisation des flux de mise en immobilisation (base comptable) et de mise en cartographie (base technique), EDF SEI a rappelé durant cet audit que la démarche de fiabilisation des flux était entreprise depuis plusieurs années. D'ailleurs, cela est corroborée d'une part de par l'analyse des écarts entre bases technique et comptable qui apparaissent bien maîtrisés sur les millésimes récents (cf. bonne corrélation des pyramides des âges technique et comptable sur les millésimes récents supra) et d'autre part de par l'analyse du traitement de mise en immobilisation et de mise en cartographie sur un échantillon de dossiers effectuée infra et qui a montré un traitement efficace par EDF SEI ;
- En revanche, s'agissant du stock d'écarts, EDF SEI a entrepris depuis 2017/2018 une opération de fiabilisation et de mise en cohérence de ses bases technique et comptable, dont la méthodologie est exposée infra, et qui doit aboutir d'ici à la fin de l'exercice 2023.
Toutefois, malgré un avancement de ce projet de fiabilisation des bases de l'ordre de 70% à fin 2021, les éléments transmis par EDF SEI lors du présent contrôle et la mesure des écarts relatifs issus du croisement des bases qui en découle, en dégradation par rapport à ce qui a été constaté lors des contrôles précédents, ne font donc pas ressortir de façon évidente les résultats de cette opération de mise en cohérence des bases.

Suite aux analyses menées lors du présent audit sur les données à fin 2024, il n'a été constaté **quasiment aucune amélioration** par rapport aux exercices précédents.

Interrogé à nouveau dans le cadre des questions complémentaires faisant suite à l'audit sur site, EDF SEI s'est limité à confirmer la persistance des écarts, en indiquant avoir identifié les causes, tout en précisant *qu'aucune action n'était engagée à la maille de la SEI, la convergence et la fiabilisation des bases étant « en cours d'instruction à la maille de la DR Guadeloupe »*.

Cette réponse, quasiment identique à celles formulées lors des contrôles précédents, apparaît particulièrement insatisfaisante. En effet, après plusieurs contrôles successifs menées par le Sy.MEG, force est de constater que :

- les constats d'incohérence sont récurrents ;
- les explications apportées par EDF SEI demeurent inchangées d'un exercice à l'autre ;
- et surtout, **aucune correction effective et durable n'est observable dans les données transmises**, y compris sur les millésimes récents, pourtant censés bénéficier de flux fiabilisés.

Ainsi, malgré les engagements réitérés du concessionnaire et la présentation régulière de démarches de fiabilisation, les résultats concrets de ces actions ne sont pas objectivables à fin 2024. La cohérence entre les bases technique et comptable du réseau HTA reste donc insuffisamment maîtrisée, ce qui constitue un point de vigilance majeur pour le Sy.MEG, tant du point de vue de la fiabilité patrimoniale que de la sincérité des agrégats financiers associés à la concession.

2.2 Cohérence des bases concernant les réseaux BT

2.2.1. Cohérence globale des bases par typologie de réseau BT

Les principales valeurs transmises, relatives aux réseaux BT en concession à fin 2024 et les évolutions sur les 5 dernières années sont résumées dans le tableau suivant :

Evolution des cohérences d'inventaire relatives BTS						Evolution des cohérences d'inventaire relatives BTT						Evolution des cohérences d'inventaire relatives BTA					
	2020	2021	2022	2023	2024		2020	2021	2022	2023	2024		2020	2021	2022	2023	2024
Quantité technique BT souterrain	1 205 km	1 235 km	1 266 km	1 307 km	1 351 km	Quantité technique BT torsadé	2 937 km	2 963 km	2 987 km	3 010 km	3 044 km	Quantité technique BT aérien nu	43 km	42 km	40 km	37 km	34 km
Quantité comptable BT souterrain	1 307 km	1 337 km	1 359 km	1 387 km	1 436 km	Quantité comptable BT torsadé	2 113 km	2 140 km	2 153 km	2 185 km	2 238 km	Quantité comptable BT aérien nu	619 km	619 km	619 km	619 km	623 km
BTS Ecart relatif	103 km	102 km	93 km	80 km	85 km	BTT Ecart relatif	-824 km	-823 km	-824 km	-825 km	-806 km	BTA Ecart relatif	576 km	577 km	580 km	582 km	589 km
BTS comparaison relative	+8,5%	+8,2%	+7,3%	+6,1%	+6,3%	BTT comparaison relative	-28,1%	-27,8%	-27,6%	-27,4%	-26,5%	BTA comparaison relative	+1336,2%	+1374,9%	+1463,8%	+1577,4%	+1729,2%

Les analyses qui suivent permettront donc de localiser, par typologie d'ouvrages, dans le temps (millésime) et géographiquement (commune) l'origine de la divergence entre les quantités comptable et technique du réseau BT, soit pour rappel, d'après les bases technique et comptable à fin 2024 (cf. *supra*) :

- S'agissant du réseau BT souterrain (BTS) base technique sous-estimée de 85 km (6,3%) (80 km et 6,1% lors du précédent contrôle similaire portant sur 2023, soit en légère dégradation) ;
- S'agissant du BT torsadé, base comptable sous-estimée de 806 km (26,5%) (825km et 27,4% lors du précédent contrôle portant sur 2023, soit en légère amélioration par rapport au contrôle précédent) ;
- S'agissant du BT aérien (BTA) base technique sous-estimée de 589 km pour le réseau BT aérien nu (écart quasiment en légère dégradation par rapport au contrôle précédent).

Tous types de réseaux confondus, les écarts relatifs sur la BT sont globalement de 3,0% dans le sens d'une sous-représentativité de la base comptable par rapport à la base technique, globalement en légère amélioration (contrairement à ce qui a été constaté *supra* sur la HTA) par rapport au contrôle similaire effectué sur l'exercice 2023 (3,7% d'écart).

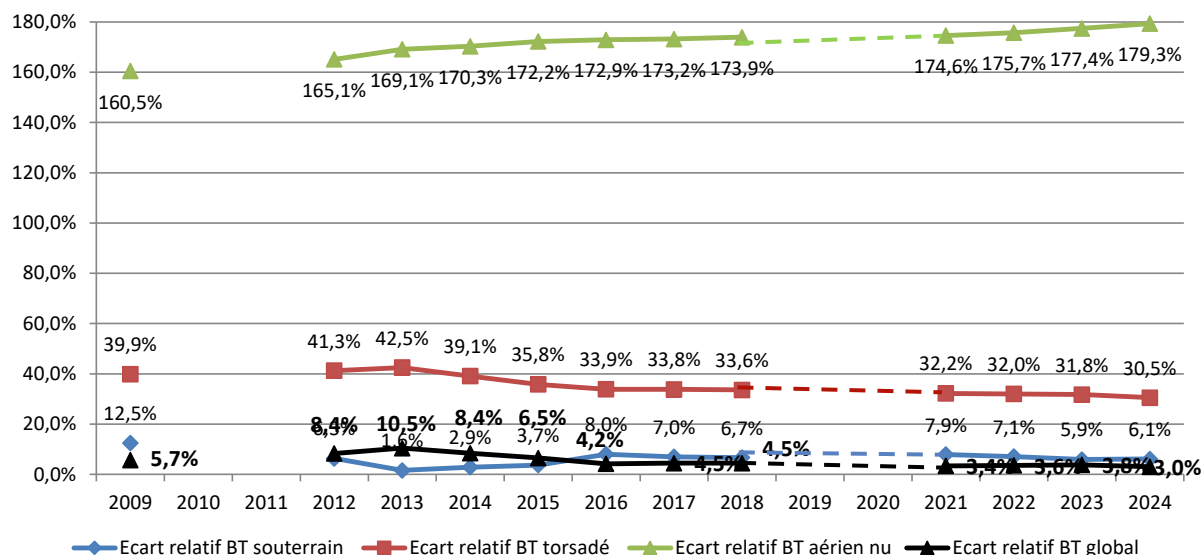
Néanmoins, malgré cette légère amélioration de la cohérence sur les réseaux BT, les écarts demeurent significatifs sur certaines typologies de réseau, notamment sur le réseau BT torsadé et le réseau BT aérien nu, et persistent sur des millésimes anciens déjà identifiés lors des contrôles précédents. Ces écarts structurels continuent d'affecter la fiabilité de l'inventaire patrimonial, sans que des actions correctives concrètes et durables ne soient observables à fin 2024.

Ainsi, comme pour le réseau HTA, l'évolution globalement favorable observée sur les réseaux BT en 2024 ne saurait être interprétée comme la traduction d'une fiabilisation effective et pérenne des bases, mais plutôt comme une amélioration ponctuelle, qui reste à confirmer dans le temps et à consolider par des actions ciblées sur les stocks d'écarts identifiés.

Tous types de réseaux BT confondus, l'écart relatif global s'établit à fin 2024 à 3,0 %, dans le sens d'une sous-représentativité de la base comptable par rapport à la base technique.

Ce niveau d'écart est en **légère amélioration** par rapport à la situation observée à fin 2023 (3,7 %), mais cette évolution favorable doit être interprétée avec prudence.

Evolution de l'écart relatif des réseaux BT depuis 2009



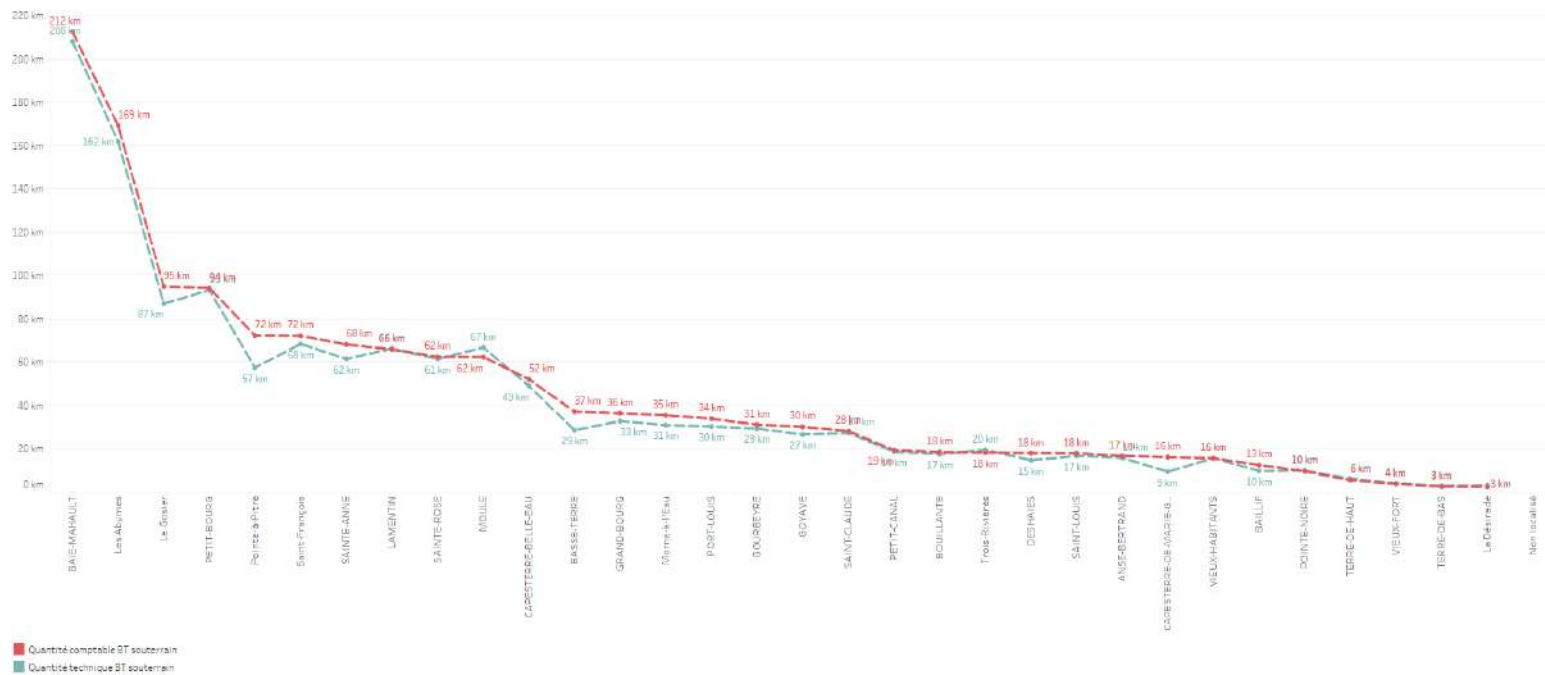
En effet, cette amélioration globale masque des situations très contrastées selon les typologies de réseau. Les écarts demeurent structurellement très élevés sur le réseau BT aérien nu, avec des niveaux d'incohérence supérieurs à 170 % depuis plusieurs exercices, traduisant des anomalies anciennes et non résorbées. De même, le réseau BT torsadé continue de présenter des écarts significatifs, bien que légèrement en diminution, sans qu'un rattrapage comptable structuré ne soit observable. Par ailleurs, contrairement à ce que pourrait suggérer la tendance globale, les écarts sur le réseau BT souterrain restent importants, compte tenu des volumes de linéaires concernés. Si les écarts apparaissent plus contenus sur les millésimes récents, les anomalies identifiées lors des contrôles précédents n'ont pas fait l'objet de corrections systématiques, ce qui limite la portée de l'amélioration constatée à l'échelle agrégée.

Ainsi, comme pour le réseau HTA, l'évolution globale des indicateurs BT en 2024 ne traduit pas une fiabilisation durable et maîtrisée des bases, mais résulte principalement d'effets de compensation entre typologies de réseaux. Les écarts structurels anciens persistent, sans qu'une stratégie de résorption clairement définie et pilotée ne soit mise en œuvre à fin 2024.

2.2.2. Cohérence des bases à la maille communale des réseaux BT

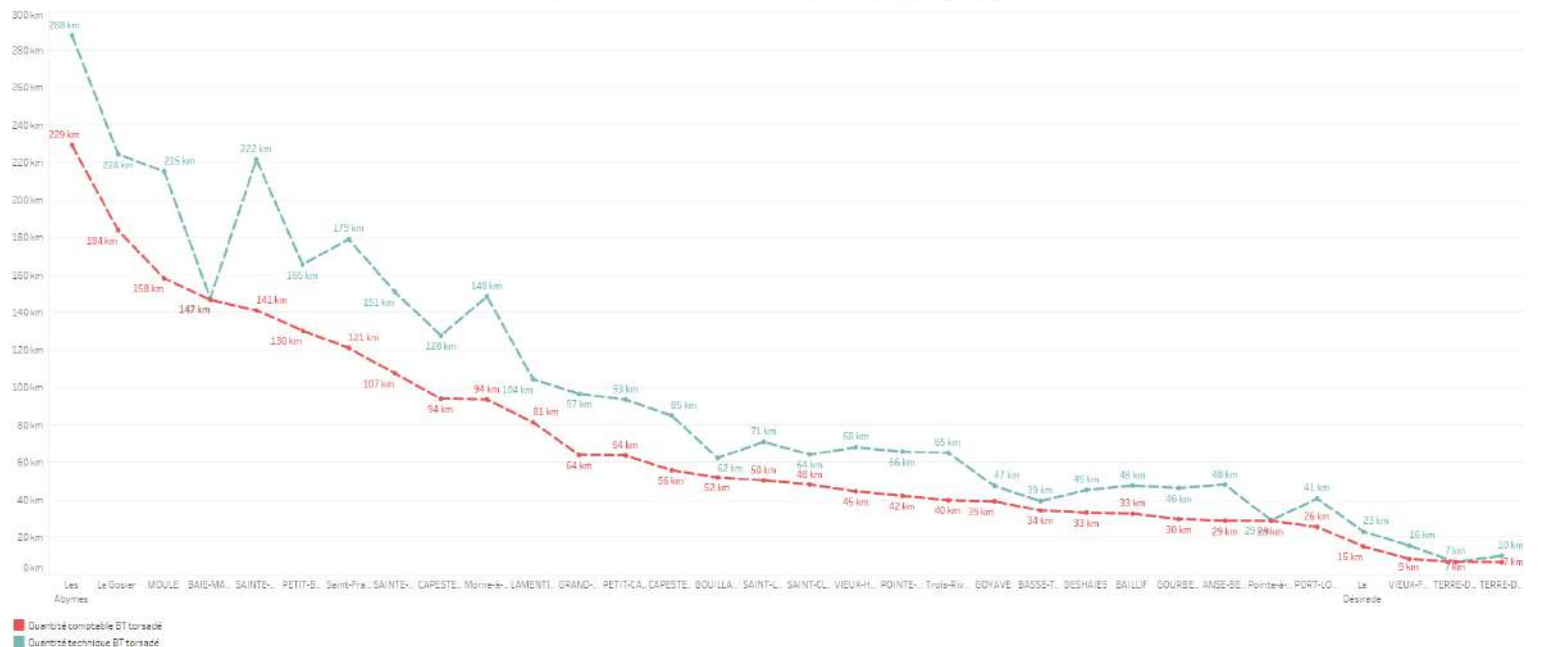
Les graphiques suivants indiquent les écarts entre les bases technique et comptable par commune :

Cohérence par millésime réseaux BT souterrains par commune à fin 2024

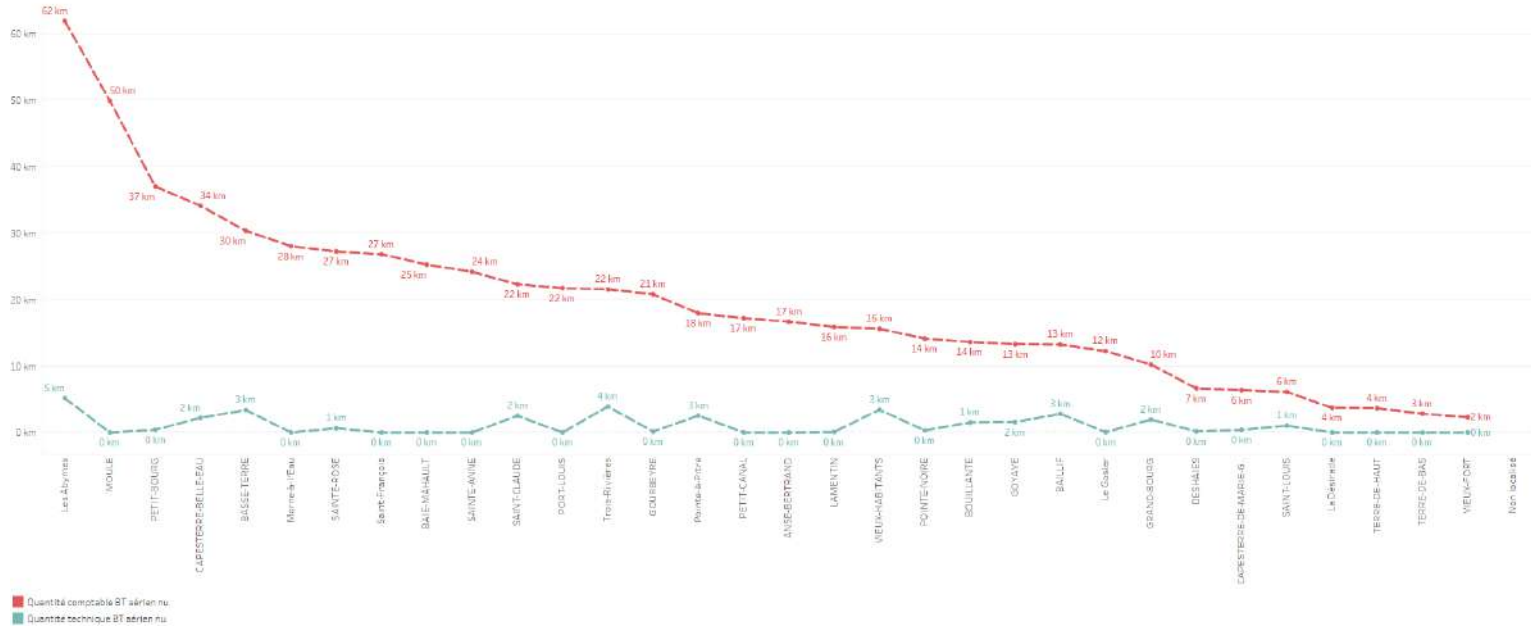


A noter que les écarts absolus les plus importants sur le réseau BT souterrain (>10 km) concerne la seule commune de Pointe-à-Pitre (14 km).

Cohérence par millésime réseaux BT torsadés par commune à fin 2024



A noter que les écarts absolus les plus importants sur le réseau BT torsadé (>50 km) concernent les communes des Abymes (64 km), Morne-A-L'eau (56 km), Le Moule (63 km), Saint-François (59 km) et Sainte-Anne (81 km).



A noter que les écarts absolus les plus importants sur le réseau BT aérien nu (>50 km) concernent les communes des Abymes (55 km) et Le Moule (50 km).

Ces 3 graphiques font clairement ressortir :

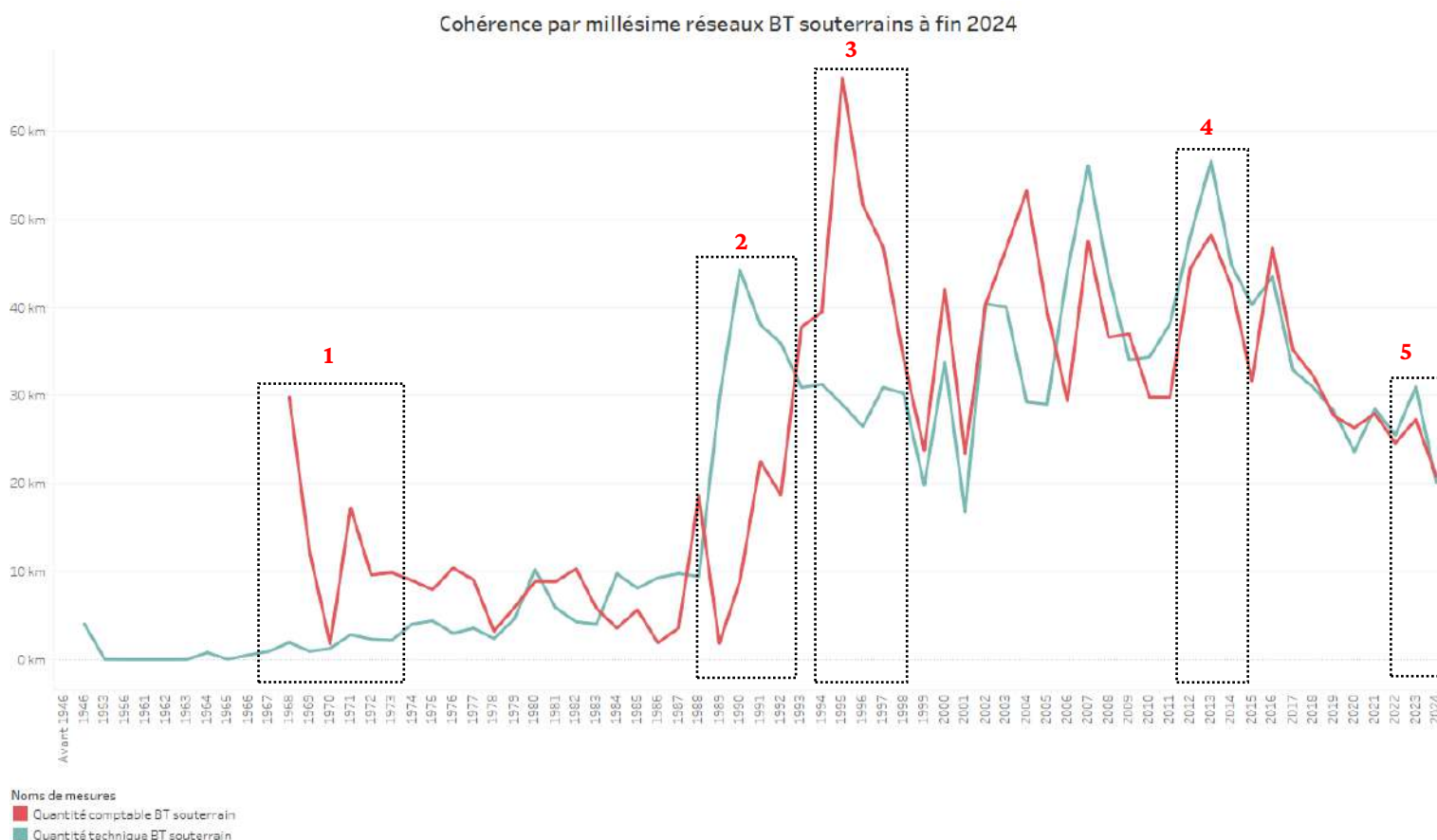
- Concernant le réseau BT souterrain, une relativement bonne cohérence globale entre les bases technique et comptable, avec cependant quelques disparités entre communes (cf. analyse détaillée par commune *supra*) ;
- Concernant le réseau BT torsadé, la cohérence entre bases est variable et dépend de la commune considérée (cohérence entre bases quasiment parfaite sur Baie-Mahault mais extrêmement mauvaise sur Vieux-Fort et Trois-Rivières). A noter également que le linéaire comptable est systématiquement inférieur au linéaire technique, et ce quelque soit la commune considérée ;
- Concernant le réseau BT aérien nu, la très importante incohérence entre bases avec une large sur-immobilisation comptable, et ce quelque soit la commune considérée (linéaire technique immobilisé extrêmement faible, systématiquement inférieur au linéaire comptable).

2.2.3. Cohérence des bases par millésime sur les réseaux BT

Les graphiques présentés *infra* décrivent les quantités technique et comptable de linéaires BT (souterrain, torsadé et aérien) mis en service par millésime.

Cohérence par millésime du réseau BT souterrain

Le graphique suivant illustre la cohérence entre les bases technique et comptable par millésime du réseau BT souterrain :



Le graphique *supra* fait clairement ressortir que (constats identiques à ceux formulés lors des contrôles précédents) :

- Les divergences entre les linéaires technique et comptable sont récurrentes, et ce quelque soit le millésime considéré ;
- Qu'entre les millésimes 1968 et 1979 (1), il y a eu une période de sur-immobilisation comptable, sans qu'aucun élément de réponse ne puisse être avancé ;
- Qu'à l'inverse, au début des années 1990 (2), il y a eu une importante sous-immobilisation comptable, correspondant vraisemblablement à un retard dans le processus d'immobilisation comptable (cf. éléments d'explication relatifs à l'ouragan Hugo de 1989 d'EDF SEI *infra*) ;
- Que juste après cette période (3), il y a eu une sur-immobilisation comptable, correspondant vraisemblablement au rattrapage comptable de la période (1) ;
- Qu'entre les exercices 2010 et 2015 (4), il y a eu à nouveau une période de sous-immobilisation comptable.

A noter toutefois que, comme dans le cas de la HTA, les linéaires comptables de ces millésimes ne sont pas encore complètement figés à fin 2021. En effet, EDF SEI peut être amené à effectuer des mises à jour dans ses bases comptables plusieurs années après la mise en service technique

effective de l'ouvrage (donc plusieurs années après la mise à jour de la base technique), comme cela a été explicité *supra*. En effet, l'ensemble des éléments comptables et financiers nécessaires à la correcte immobilisation des ouvrages n'est pas forcément encore connu ou définitif dans l'année suivant la mise en service technique. Les écarts constatés lors du contrôle précédent ont été diminués sur cette période ;

- Que lors du dernier exercice au contraire (5), Il convient de noter que, sur le seul millésime 2024, la cohérence entre les bases technique et comptable du réseau BT souterrain apparaît sensiblement meilleure que celle observée sur l'exercice précédent, les écarts étant nettement plus contenus.

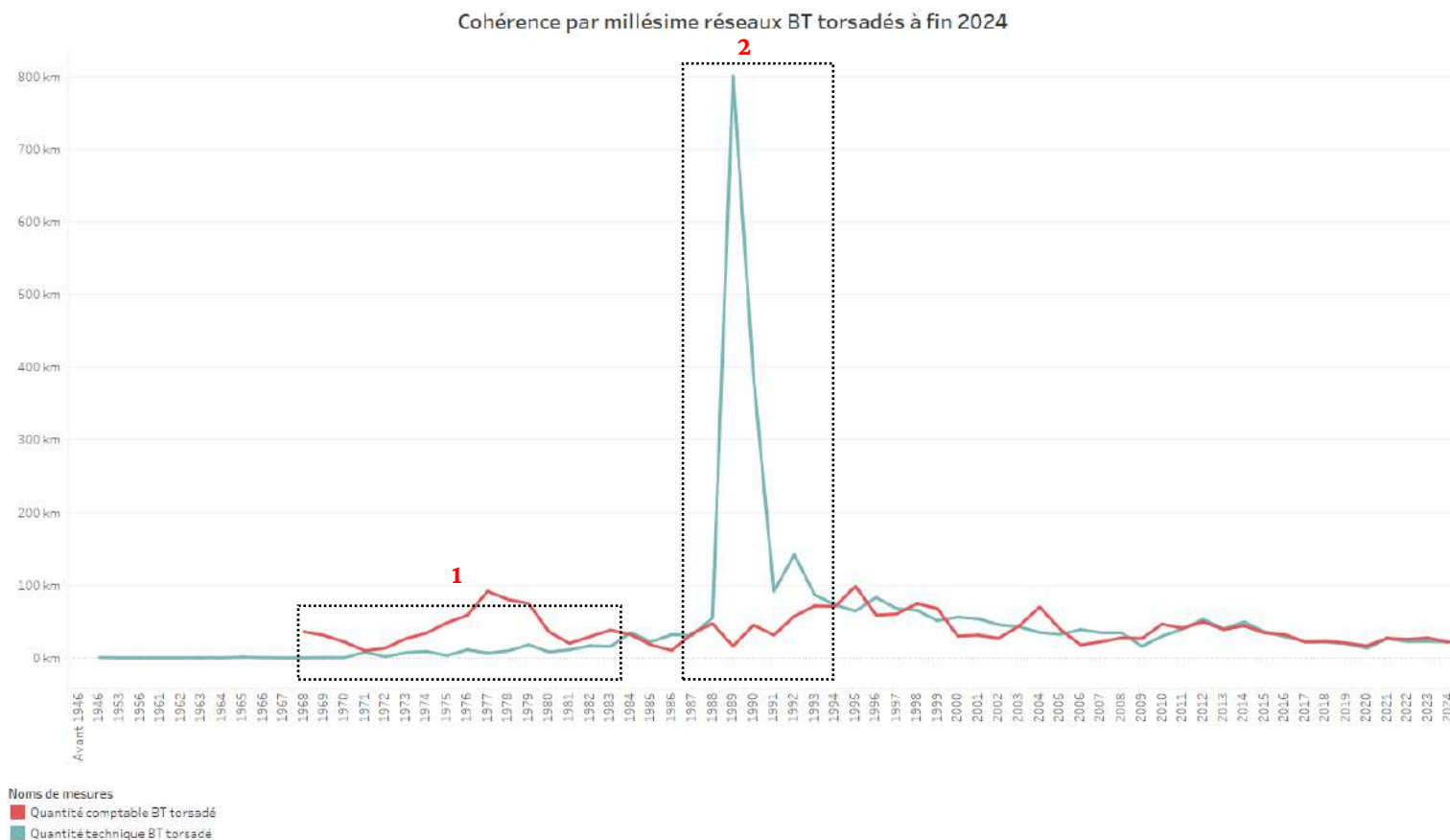
Pour autant, cette amélioration ponctuelle ne saurait être interprétée comme la traduction d'une fiabilisation durable des flux. En effet, les anomalies identifiées sur le millésime 2023 n'ont pas été résorbées en 2024, et EDF SEI n'apporte aucun élément permettant d'expliquer ou de formaliser une évolution structurelle de ses processus.

En l'absence d'actions correctives identifiées à l'échelle de la concession et de traitement effectif des écarts antérieurs, cette amélioration observée en 2024 doit être considérée avec prudence.

2.2.3.1

Cohérence par millésime du réseau BT torsadé

Le graphique suivant illustre la cohérence entre les bases technique et comptable par millésime du réseau BT torsadé :



Le graphique *supra* fait clairement ressortir que (constats identiques à ceux formulés lors des contrôles précédents) :

- Qu'entre les millésimes 1968 et 1984 (1), la dépose comptable ne s'est pas faite (alors que techniquement, de la dépose s'est faite dans la base technique), ce qui pose clairement question sur la réaffectation des provisions pour renouvellement ;
- Un pic important sur le millésime 1989 (2), correspondant à une très forte sous-immobilisation comptable (plus de 800 km de réseau BT torsadé nu immobilisés dans la base technique contre moins de 50 km seulement dans la base comptable), et cela sans qu'il n'ait été constaté de quelconque rattrapage d'immobilisation comptables au cours des années suivantes ;

EDF SEI a justifié, lors des précédents contrôles, que les pics d'écarts les plus significatifs correspondaient à des événements climatiques majeurs dans l'histoire de la Guadeloupe (1989 : Ouragan Hugo) qui ont eu pour suite des opérations massives de reconstruction en mode dégradé, cause probable de ces pics d'écart entre les bases.

Ainsi, EDF SEI aurait mis à jour ses bases techniques (SIG) mais pas ses bases comptables, ce qui reste toutefois surprenant au vu du volume de correction (800 km sur une seule année).

À noter que les remarques formulées sur la prise en compte de la dépose, effectuée dans la base technique mais non répercutée dans la base comptable pour le réseau HTA, restent pleinement valables pour le réseau BT torsadé.

En effet, les analyses par millésime continuent de faire apparaître des écarts majeurs et structurels

entre les deux bases, résultant d'une absence de dépose comptable sur des linéaires pourtant déposés techniquement.

Malgré les multiples demandes formulées lors des contrôles successifs et la transmission d'éléments de calculs précis justifiant ces constats d'incohérences entre les bases technique et comptable, aucun éclaircissement complémentaire n'a été apporté par EDF SEI lors du présent contrôle portant sur l'exercice 2024.

Le concessionnaire s'est contenté d'indiquer, qu'aucune action n'était engagée à la maille de la SEI, la convergence et la fiabilisation des bases étant « en cours d'instruction à la maille de la DR Guadeloupe ».

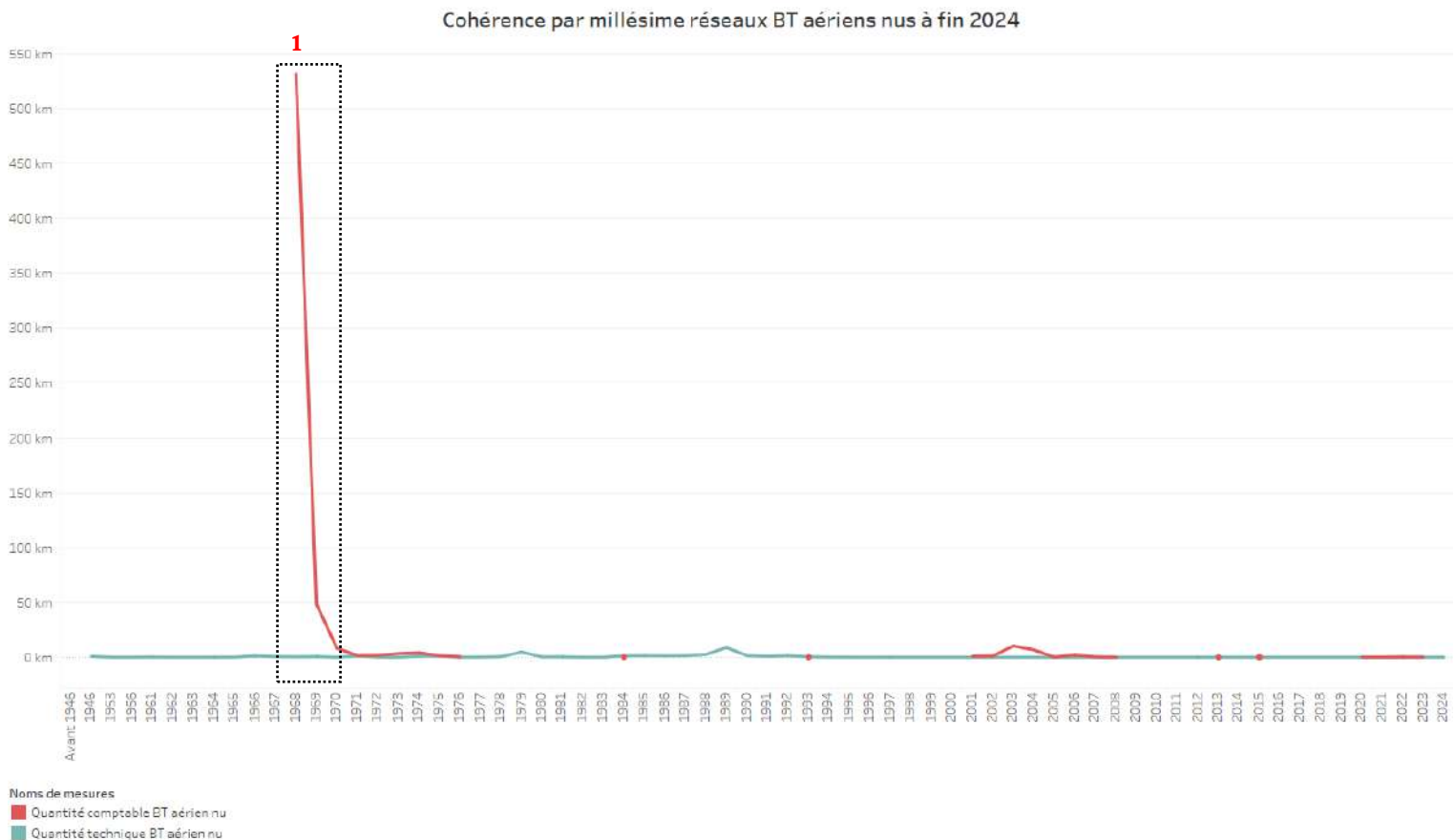
Cette réponse, inchangée depuis plusieurs campagnes de contrôle, apparaît particulièrement insatisfaisante au regard :

- de l'ancienneté des anomalies identifiées (millésimes antérieurs aux années 1990),
- de l'ampleur des écarts observés (plus de 800 km de réseau BT torsadé concernés),
- et de l'absence totale de rattrapage comptable constatée sur les exercices suivants, y compris à fin 2024.

Ainsi, malgré la récurrence des constats et leur caractère documenté, aucune action concrète de correction ou de clarification n'a été engagée à ce jour, ce qui interroge directement la prise en compte effective de ces anomalies dans la gestion patrimoniale de la concession.

2.2.3.2 Cohérence par millésime du réseau BT aérien nu

Le graphique suivant illustre la cohérence entre les bases technique et comptable par millésime du réseau BT aérien nu :



Le graphique *supra* fait clairement ressortir que (constats identiques à ceux formulés lors des contrôles précédents) :

- Hormis un « pic » important en 1968 (cf. point suivant), les divergences entre les linéaires technique et comptable sont relativement faibles.
Précisons toutefois que les linéaires de réseau BT aérien nu mis en service sont faibles voir nuls sur l'ensemble des millésimes analysés ;
- Un pic important sur les années 1968 et 1969 (1), correspondant à une absence de dépose dans la base comptable (plus de 500 km de réseau BT aérien nu immobilisés dans la base comptable contre 2 km (!) seulement dans la base technique), **et cela sans qu'il n'ait été constaté de quelconque rattrapage d'immobilisation technique au cours des années suivantes.**
Comme pour le BT torsadé, cela pose également question sur le devenir des provisions pour renouvellement constituées ;

Suite au présent contrôle portant sur l'exercice 2024, aucune évolution tangible n'a été constatée sur ce point. Alors qu'EDF SEI avait indiqué lors du contrôle précédent que les affaires identifiées étaient amorties, avaient déjà fait l'objet de renouvellements et que des travaux étaient en cours pour fiabiliser la base comptable, les données 2024 ne font apparaître aucune correction effective des écarts structurels observés sur les millésimes anciens du réseau BT aérien nu.

Les mêmes incohérences persistent, sans qu'un rattrapage comptable ou une clarification formalisée n'ait été apporté. Comme pour les réseaux HTA et BT torsadé, EDF SEI n'a pas engagé d'action à la

maille de la SEI, indiquant que les travaux de convergence et de fiabilisation des bases demeurent « en cours d’instruction » à un niveau organisationnel supérieur.

En l’état, ces éléments conduisent à constater que les engagements annoncés lors des contrôles précédents n’ont pas été traduits en résultats concrets à fin 2024, et que les écarts identifiés sur le réseau BT aérien nu demeurent inchangés.

2.2.4. Cohérence de la base technique entre les millésimes de pose des réseaux BT et les technologies utilisées

Sur l'inventaire technique du réseau BT, certaines anomalies ont été relevées suite aux contrôles précédents, notamment des incohérences entre les millésimes de pose et les technologies utilisées.

Des éclaircissements avaient été demandés à EDF SEI suite aux contrôles précédents. Les corrections nécessaires ont depuis été apportées, et contrairement au constat effectué supra s'agissant des réseaux HTA, **il ne subsiste plus d'anomalies sur la cohérence entre les millésimes de pose et les technologies utilisées.**

2.2.5. Conclusion sur la cohérence des bases sur le réseau BT

Ainsi, comme pour le réseau HTA, la majorité des incohérences relevées lors des contrôles précédents demeurent sur les chiffres relatifs au réseau BT à fin 2024.

Malgré les engagements formulés par EDF SEI au cours des exercices antérieurs, les analyses menées sur les données les plus récentes ne font pas apparaître d'amélioration structurelle et durable de la cohérence entre les bases technique et comptable.

EDF SEI avait pourtant indiqué, dans le cadre des contrôles précédents, avoir engagé depuis plusieurs années une démarche de fiabilisation des flux de mise en immobilisation (base comptable) et de mise en cartographie (base technique). Cette affirmation avait été partiellement corroborée :

- d'une part, par une meilleure corrélation observée entre les bases technique et comptable sur certains millésimes récents ;
- d'autre part, par l'analyse du traitement de mise en immobilisation et de mise en cartographie sur un échantillon de dossiers, qui avait mis en évidence un traitement globalement conforme sur le flux.

En revanche, s'agissant du stock d'écarts, EDF SEI avait indiqué avoir engagé depuis 2017/2018 une opération de fiabilisation et de mise en cohérence de ses bases technique et comptable, dont la méthodologie avait été présentée lors des audits précédents et qui devait initialement aboutir à fin 2023. **Or, à fin 2024, aucun résultat tangible de cette opération n'est objectivable. Les écarts structurels identifiés sur les millésimes anciens du réseau BT (BT souterrain, BT torsadé et BT aérien nu) demeurent, sans correction effective ni clarification formalisée.**

Les éléments transmis par EDF SEI lors du présent contrôle, ainsi que les mesures d'écarts issues du croisement des bases, ne permettent pas de mettre en évidence une résorption progressive du stock d'écarts. Au contraire, certaines incohérences persistent d'un exercice à l'autre, traduisant une absence de pilotage opérationnel effectif de la démarche de mise en cohérence annoncée.

Interrogé dans le cadre des questions complémentaires faisant suite à l'audit sur site, EDF SEI s'est limité à confirmer la persistance des écarts, en indiquant avoir identifié les causes, tout en précisant que le rattrapage était « en cours » et que des mesures avaient été prises pour sécuriser la mise à jour conjointe des bases comptables et techniques.

Toutefois, ces éléments de réponse, strictement identiques à ceux formulés lors des contrôles précédents, ne se traduisent par aucune amélioration observable dans les données à fin 2024.

En définitive, malgré les multiples demandes formulées par le Sy.MEG et la transmission d'éléments de calculs précis justifiant les constats d'incohérences entre les bases technique et comptable, aucun éclaircissement complémentaire ni plan d'actions opérationnel n'a été communiqué par le concessionnaire.

La cohérence des inventaires du réseau BT demeure donc insuffisamment maîtrisée à fin 2024, ce qui constitue un point de vigilance majeur pour le Sy.MEG, tant du point de vue de la fiabilité patrimoniale que de la sincérité des agrégats financiers associés à la concession.

2.3 Cohérence des bases concernant les transformateurs HTA/BT

Il convient de rappeler que, s'agissant des transformateurs HTA/BT, l'analyse de cohérence ne peut être menée que globalement, les inventaires n'étant pas localisés à la maille communale dans la base comptable. EDF SEI gère en effet ces actifs en masse financière, ce qui ne permet pas de procéder à une analyse spatiale fine des écarts, contrairement à ce qui est possible pour les réseaux HTA et BT.

Les principales valeurs transmises, relatives aux transformateurs HTA/BT sont résumées dans le tableau suivant, présentant la situation à fin 2024 :

Fin 2024	Quantité comptable	Quantité technique	Ecart (unités)	Ecart relatif
Transformateurs HTA/BT	3 039 u	2 801 u	238 u	8,50%

À fin 2024, l'écart relatif entre les inventaires comptable et technique s'établit donc à 8,5%, dans le sens d'une sur-représentativité de la base comptable par rapport à la base technique. Ce niveau d'écart marque une dégradation sensible par rapport à la situation observée à fin 2023, où l'écart n'était que de 2,5% (71 transformateurs).

Ainsi, l'analyse des évolutions entre 2023 et 2024 met en évidence une **divergence particulièrement préoccupante des flux** :

- le nombre de transformateurs en base comptable augmente de +200 unités (de 2 839 à 3 039),
- tandis que la base technique n'enregistre qu'une hausse de +32 unités (de 2 769 à 2 801).

Cette dissymétrie des évolutions traduit une **rupture manifeste de cohérence entre les deux bases**, sans qu'il soit possible, en l'état des informations disponibles, d'identifier clairement si l'origine du désalignement relève :

- d'une sur-immobilisation comptable,
- ou d'une sous-déclaration des mises en service dans la base technique.

Au-delà du seul constat patrimonial, cette incohérence a des **conséquences financières directes et visibles**. En particulier :

- le taux d'amortissement des transformateurs baisse de 3,9 points en 2024 ;
- cette évolution entraîne une diminution du taux d'amortissement global de la concession de 0,5 point, ce qui constitue une situation inédite et révèle une anomalie significative dans les flux d'immobilisation.

Interrogé sur ces constats dans le cadre des questions complémentaires faisant suite à l'audit sur site, EDF SEI a indiqué qu'**aucune action n'était engagée à la maille de la SEI**, précisant que la convergence et la fiabilisation des bases étaient « **en cours d'instruction à la maille de la DR Guadeloupe** ». Cette réponse apparaît **particulièrement insuffisante** au regard :

- de l'ampleur de la dégradation constatée en 2024,
- de son impact direct sur les agrégats financiers de la concession,
- et du caractère stratégique des transformateurs HTA/BT dans la valorisation du patrimoine concédé.

En outre, aucune précision n'est apportée par EDF SEI quant :

- à l'identification de la base à l'origine de l'anomalie (comptable ou technique),
- aux opérations concrètes concernées (mises en service, remplacements, retraits),
- ni à un quelconque calendrier de résorption des écarts.

En synthèse, la cohérence entre les bases technique et comptable sur le poste « transformateurs HTA/BT » apparaît fortement dégradée à fin 2024 et demeure largement non maîtrisée.

Cette situation contraste fortement avec l'amélioration observée en 2021, laquelle faisait suite à une opération massive de mise en cohérence menée en 2020, au cours de laquelle plus de 1 000 transformateurs HTA/BT avaient été retirés de la base comptable afin de l'aligner sur la base technique.

L'évolution constatée en 2024 met ainsi en évidence :

- **l'absence de sécurisation durable des flux d'immobilisation sur ce poste d'actif,**
- **et la nécessité impérative de clarifier, fiabiliser et piloter la mise à jour conjointe des bases, en particulier pour les opérations de renouvellement et de remplacement, afin d'éviter la reconstitution rapide d'écarts d'inventaire d'un exercice à l'autre.**

3. Analyse de dossiers : fiabilité des inventaires technique et comptable gérés par le concessionnaire

Afin de compléter l'analyse globale des écarts d'inventaire, un échantillon de quarante dossiers a été analysé :

- 10 dossiers de raccordement en injection, par ailleurs analysés lors des analyses de dossiers de raccordement (objet d'un rapport spécifique d'analyse des raccordements) ;
- 10 dossiers de raccordement en soutirage, par ailleurs analysés lors des analyses de dossiers de raccordement (objet d'un rapport spécifique des raccordements) ;
- 12 dossiers sous maîtrise d'ouvrage du Sy.MEG (objet également d'un rapport spécifique sur la valorisation par EDF des remises gratuites du Sy.MEG) ;

Ces dossiers sont l'occasion de vérifier la fiabilité du traitement du flux de dossier pour l'inscription des ouvrages dans les inventaires technique et comptable.

3.1 Présentation des dossiers et champs d'observation

32 dossiers ont été analysés en séance avec une visualisation des plans, de l'outil SIG par un chargé d'affaire EDF SEI ainsi que des fiches de valorisation et d'immobilisation (pour chaque affaire).

Il a été procédé à la vérification de la qualité des procédures internes mises en œuvre par le concessionnaire pour assurer la cohérence entre les données techniques, la cartographie et les données comptables en axant l'analyse sur les points suivants :

- Délai de mise à jour cartographique et d'enregistrement comptable – *l'analyse étant faite dans un rapport distinct* ;
- Correcte prise en compte des éléments dans les fiches collectes remplies par le concédant dans l'outil de valorisation des ouvrages (VRG) – *l'analyse étant faite dans un rapport distinct* ;
- Comparaison des valorisations et des coûts réels constatés par chantier – *l'analyse étant faite dans un rapport distinct* ;
- **Cohérence des informations enregistrées entre le plan de récolement et la base technique (SIG) ;**
- **L'immobilisation de la valeur et des quantités associées des ouvrages dans la base comptable.**

L'analyse sur site des dossiers s'est tenue le 21 octobre 2025 dans les locaux d'EDF SEI en Guadeloupe.

Les éléments étudiés ont été les suivants :

- Plans de chacune des affaires ;
- Fiches "Ing-e-pilot" indiquant les ouvrages mis en service et mis hors service ;
- Mouvements vers la base technique : enregistrement des ouvrages posés et déposés dans le Système d'Information Géographique (SIG) ;
- Mouvements vers la base comptable : les fiches HANAIS pour chaque affaire.

3.2 Analyse des informations enregistrées dans les inventaires du concessionnaire

L'objet de cette partie est d'analyser, pour chacun des dossiers de l'échantillon, la cohérence entre les informations immobilisées en comptabilité par EDF SEI (sur la base des restitutions HANAIS) et celles mises en service et cartographiées dans l'inventaire technique du concessionnaire (extraction SIG/Palmier). L'échantillon retenu comprend :

- 20 dossiers de raccordement sous MOA EDF (injection et soutirage), analysés ici uniquement sous l'angle de la cohérence des flux (les autres dimensions – techniques, délais, etc. – étant traitées dans un autre rapport) ;
- 12 dossiers sous MOA Sy.MEG (remises gratuites), également analysés ici uniquement sous l'angle de la cohérence des flux (les autres dimensions – notamment la valorisation des remises gratuites – étant traitées par ailleurs dans un autre rapport).

À noter que la comparaison n'a été effectuée que sur les ouvrages "rapprochables" en l'état, c'est-à-dire les linéaires de réseau HTA / BT (canalisations), les autres postes d'ouvrages ne permettant pas, à ce stade, un rapprochement fiable et homogène entre les deux bases (cf. explications supra).

Caractéristiques et écarts sur les ouvrages de type « réseau » entre la base comptable (HANAIS) et la base technique (SIG)

Reception par le prelet : 17/03/2020

Type d'affaire	n°AEC	Code ETI Hanais	Quantité comptable (HANAIS)	Quantité technique (SIG)	Evart absolu	Ecart relatif
MOA EDF (injection)	1	canalisation BT - aérien isolé	64 m	64 m	0 m	0%
	2	canalisation BT souterraine	60 m	60 m	0 m	0%
		canalisation BT - aérien isolé	8 m	8 m	0 m	0%
	3	canalisation BT souterraine	1 m		1 m	
	4	canalisation BT souterraine	27 m		27 m	
	5	canalisation BT souterraine	6 m		6 m	
		canalisation BT - aérien isolé	3 m		3 m	
	6	canalisation BT souterraine	31 m	31 m	0 m	0%
	7	canalisation BT souterraine	146 m	146 m	0 m	0%
	8	canalisation BT souterraine	1 m	63 m	-62 m	-98%
canalisation BT - aérien isolé			20 m	-20 m	-100%	
9	canalisation BT souterraine	8 m	8 m	0 m	0%	
10	canalisation BT - aérien isolé	120 m	120 m	0 m	0%	
MOA EDF (soutirage)	11	canalisation BT souterraine	28 m	28 m	0 m	0%
	12	canalisation BT souterraine	5 m		5 m	
	13	canalisation BT souterraine	15 m	15 m	0 m	0%
	14	canalisation BT souterraine	16 m	27 m	-11 m	-41%
	15	canalisation BT souterraine	20 m		20 m	
	16	canalisation BT souterraine	111 m	111 m	0 m	0%
	17	canalisation BT souterraine	136 m	136 m	0 m	0%
	18	canalisation BT souterraine	172 m	172 m	0 m	0%
	19	canalisation BT souterraine	16 m	27 m	-11 m	-41%
20	canalisation BT souterraine	106 m	106 m	0 m	0%	
MOA Sy.MEG	21	canalisation BT souterraine	34 m	34 m	0 m	0%
	22	canalisation BT souterraine	1 224 m	1 164 m	60 m	5%
	23	canalisation BT - aérien isolé	166 m	166 m	0 m	0%
	24	canalisation HTA - câble souterrain	25 m	25 m	0 m	0%
		canalisation BT souterraine	25 m	25 m	0 m	0%
		canalisation BT - aérien isolé	25 m	25 m	0 m	0%
	25	canalisation BT - aérien isolé	154 m	154 m	0 m	0%
	26	canalisation BT - aérien isolé	71 m		71 m	
	27	canalisation BT souterraine	98 m	98 m	0 m	0%
		canalisation BT - aérien isolé	8 m	8 m	0 m	0%
	28	canalisation HTA - câble souterrain	80 m	80 m	0 m	0%
		canalisation BT souterraine	336 m	336 m	0 m	0%
	29	canalisation BT souterraine	2 m		2 m	
		canalisation BT - aérien isolé	494 m		494 m	
canalisation HTA - câble souterrain		16 m	16 m	0 m	0%	
32		canalisation BT souterraine	69 m	69 m	0 m	0%
	canalisation BT - aérien isolé	25 m		25 m		
Total			3 952 m	3 342 m	610 m	18%

A noter que la distinction entre sections de câbles n'est pas explicite dans l'outil de gestion patrimoniale d'EDF HANAIS (en tout cas dans les informations mises à disposition), mais que l'information existe a priori dans l'outil de transfert du SIG vers HANAIS. Il est bien retrouvé dans HANAIS une ligne par type de section, sans que l'information de section n'apparaisse pour autant. L'analyse précédente a été menée en reconstituant les sections pour les lignes HANAIS.

Le rapprochement réalisé sur les linéaires HTA/BT de l'échantillon met en évidence, à fin 2024, une situation sensiblement dégradée par rapport au contrôle précédent.

Sur l'ensemble de l'échantillon, les quantités rapprochées sont les suivantes :

- Quantité comptable (HANAIS) : 3 952 m
- Quantité technique (SIG) : 3 342 m
- Écart absolu : 610 m
- Écart relatif : 18 %

L'analyse montre par ailleurs que ces écarts sont très majoritairement concentrés sur les dossiers sous MOA Sy.MEG, avec plusieurs cas de linéaires comptabilisés sans correspondance SIG (et, plus marginalement,

l'inverse sur certains dossiers MOA EDF), ce qui ne permet pas de qualifier ces anomalies de simples erreurs ponctuelles.

Interrogé sur ces divergences, EDF SEI a indiqué qu'elles feraient l'objet de régularisations, sans toutefois apporter d'éléments suffisamment étayés sur l'origine des anomalies, leur périmètre exact, ni un calendrier et des mesures de fiabilisation.

En l'état, les résultats de l'échantillon 2024 traduisent une désynchronisation persistante entre les processus de mise en immobilisation comptable et de mise à jour technique/cartographique.

4. Synthèse et conclusion

L'analyse des écarts entre inventaires **technique (SIG)** et **comptable (IRIS/HANAIS)** met en évidence, à fin 2024, une situation de cohérence patrimoniale qui reste **insuffisamment maîtrisée**, malgré les démarches de fiabilisation présentées par EDF SEI depuis plusieurs exercices :

- **Réseaux HTA (toutes typologies confondues)** : à fin 2024, l'écart relatif global atteint 6,3 %, dans le sens d'une sur-représentativité de la base comptable par rapport à la base technique. Cela représente une dégradation de 2,2 points par rapport à fin 2023 (4,1 %). Cette dégradation est d'autant plus préoccupante qu'elle concerne des millésimes récents, alors que les flux sont supposés fiabilisés ;
- **Réseaux BT (toutes typologies confondues)** : à fin 2024, l'écart relatif global s'établit à 3,0 %, dans le sens d'une sous-représentativité de la base comptable par rapport à la base technique (légère amélioration par rapport à fin 2023 : 3,7 %). Cette amélioration globale reste toutefois à relativiser, car les écarts demeurent très hétérogènes selon les typologies, et des anomalies anciennes (notamment BT aérien nu et BT torsadé) persistent sans correction observable ;
- **Transformateurs HTA/BT** : à fin 2024, l'écart relatif atteint 8,5 % (soit 238 transformateurs), dans le sens d'une sur-représentativité comptable (contre 2,5 % à fin 2023). La divergence des évolutions entre bases est particulièrement marquée en 2024 (+200 unités en comptabilité contre +32 en technique), et se traduit par des impacts financiers visibles, notamment une baisse du taux d'amortissement des transformateurs et une baisse du taux d'amortissement global de la concession, ce qui constitue un signal d'alerte.

Un **échantillon représentatif d'une trentaine de dossiers** (raccordements en injection et en soutirage sous MOA EDF, ainsi que travaux sous MOA Sy.MEG) a été analysé afin de vérifier la cohérence des mises en service entre la base comptable du concessionnaire (restitutions HANAIS) et la base technique (SIG).

Contrairement aux exercices précédents, l'analyse 2024 met en évidence un écart significatif : les linéaires immobilisés en comptabilité s'élèvent à 3 952 m, contre 3 342 m en base technique, soit un écart de 610 m, correspondant à 18 %. Cet écart n'est pas concentré sur une seule affaire, mais résulte de plusieurs anomalies, principalement sur le périmètre des affaires sous MOA Sy.MEG, avec des cas de linéaires comptabilisés sans correspondance SIG (et, plus marginalement, l'inverse sur certains dossiers).

Interrogé sur ces divergences, EDF SEI a indiqué que des régularisations seraient réalisées, sans apporter à ce stade d'éléments suffisamment détaillés sur l'origine des écarts, leur périmètre exact et les mesures de fiabilisation. À titre de comparaison, le contrôle similaire portant sur l'exercice 2023 faisait apparaître un écart global limité (5,2 %), essentiellement concentré sur une seule affaire, et le contrôle précédent portant sur 2021 faisait ressortir un écart global de 2,3 %.

Ainsi, l'exercice 2024 traduit une dégradation nette de la cohérence des flux entre bases comptable et technique sur l'échantillon analysé. Ce résultat corrobore les constats réalisés par ailleurs à l'échelle globale, qui mettent en évidence une dégradation de la cohérence entre inventaires technique et comptable, y compris sur certains millésimes récents, alors même que les flux sont supposés être fiabilisés.

EDF SEI a, une nouvelle fois, justifié les écarts par des décalages de délais de traitement entre bases (notamment lors des mises en service). Sur plusieurs points structurants (transformateurs HTA/BT, 19 km HTA souterrain non rattachés à une commune, BT torsadé, BT aérien nu), EDF SEI a surtout indiqué que :

« pas d'actions engagées à la maille de la SEI ; la convergence et la fiabilisation des bases sont en cours d'instruction à la maille de la DR Guadeloupe ».

Cette réponse appelle une appréciation critique forte : elle est quasiment similaire à celles formulées lors des contrôles précédents, sans que les données transmises à fin 2024 permettent de constater une amélioration structurelle ni l'aboutissement effectif des chantiers annoncés (notamment la résorption du "stock d'écarts" engagée depuis 2017/2018 et annoncée comme devant aboutir fin 2023). L'absence de déclinaison opérationnelle et de calendrier partagé à l'échelle de la concession conduit à constater que les écarts persistent, voire se reconstituent, d'un exercice à l'autre.

En conséquence, la démarche de fiabilisation présentée par EDF SEI apparaît partiellement efficace sur le flux, mais insuffisante et non démontrée sur la résorption du stock d'écarts, qui constitue pourtant le principal enjeu de cohérence patrimoniale.

En effet, dans le cadre du nouveau contrat de concession entré en vigueur à partir de l'exercice 2024, le concessionnaire avait prévu d'établir les méthodes de redressement en concertation et en totale transparence, et notamment :

- **Une démarche de résorption du stock des écarts d'inventaire**, lancée en 2017 sur la base de l'outil **OASICE**, visant à fiabiliser les bases comptables et la cartographie (traitement prioritaire du réseau HTA, puis du réseau BT) ;
- **Un calendrier initialement ambitieux**, avec un délai de traitement visé de 3 ans (achèvement attendu fin 2019), dont l'échéance a été repoussée à fin 2023, en raison notamment de la pandémie et des difficultés opérationnelles rencontrées ;
- **Un travail de cartographie aérienne**, engagé à Saint-Barthélemy et Saint-Martin, annoncé comme potentiellement répliquable sur la concession du Sy.MEG afin de corriger et mettre à jour les fonds de plan ;
- **L'adaptation des procédures de remise d'ouvrages**, afin de garantir la mise à jour concomitante des bases SIG et IRIS, ainsi qu'un rapprochement annoncé avec le Sy.MEG pour examiner l'intégration des travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage de la Collectivité dans les contrôles ;
- **Un renforcement des exigences en matière de cartographie grande échelle**, à la fois pour répondre aux obligations réglementaires et pour améliorer le contrôle de cohérence entre les différentes échelles de plans.

EDF SEI avait par ailleurs indiqué que plusieurs actions étaient d'ores et déjà engagées :

- **Des outils**, notamment le déploiement dès 2016 d'un outil de contrôle de cohérence entre SIG et IRIS (**PALMIER**), accompagné de formations des acteurs cartographiques et d'un contrôle de second niveau ;
- **La qualification de prestataires supplémentaires** pour faire face à l'augmentation de l'activité cartographique ;
- **Une organisation en mode projet** visant une meilleure implication des services, avec un pilotage rendant compte au comité de direction ;
- **Un suivi mensuel** des délais de mise à jour dans le SIG et de mise en immobilisation.

Toutefois, les constats réalisés à fin 2024 ne permettent pas d'objectiver les résultats attendus de ces démarches, plusieurs incohérences majeures persistant (voire se dégradant sur certains postes, notamment les transformateurs HTA/BT et certains segments de réseaux).

Dans ce contexte, les éléments précités doivent être compris comme des intentions et dispositifs annoncés, dont la traduction opérationnelle et les effets mesurables à l'échelle de la concession restent à démontrer.

En synthèse, les éléments suivants constituent les principaux points de vigilance à retenir pour le Sy.MEG au titre du contrôle 2024.

- Dégradation nette sur la HTA : l'écart global remonte à 6,3 % à fin 2024 (contre 4,1 % en 2023) ;
- BT globalement "stable", mais situation trompeuse : l'écart global est à 3,0 %, mais des anomalies anciennes et massives persistent (BT aérien nu, BT torsadé) ;
- Transformateurs : situation en forte dégradation puisque l'écart bondit à 8,5 % (238 unités) avec des impacts financiers (taux d'amortissement) ;
- Constats récurrents, réponses inchangées : EDF renvoie une nouvelle fois à des travaux "en cours d'instruction" au niveau DR, sans action locale ni calendrier, alors que ces points sont soulevés depuis plusieurs contrôles ;
- Attente principale du Sy.MEG : un plan d'actions formalisé, chiffré et daté, avec priorités, responsables, méthode de correction et indicateurs de suivi, permettant de résorber le stock d'écarts et d'éviter la reconstitution d'écarts sur les millésimes récents.